

Tecnología eléctrica

2º Edición ampliada y revisada

Ramón M^a Mual Rosas

Prólogo

La idea de crear un libro que abarque, aunque de forma general, la mayor parte de la electricidad, surgió ante la necesidad de disponer de un material de estudio apto para las nuevas carreras de Ingeniería de Segundo Ciclo, orientadas a estudiantes con poca disponibilidad de tiempo, o con dificultades para la asistencia regular a las facultades. Por ello, el enfoque dado a esta obra ha sido autodidáctico, con abundancia de explicaciones y ejemplos, que permitan una comprensión rápida, autónoma y eficaz de los temas, a veces complejos, que conforman esta disciplina. Aparte, con la inclusión de numerosos casos prácticos totalmente resueltos, se facilita el aprendizaje, la comprensión y la consolidación de los conceptos teóricos dados.

Esta es la segunda edición, de una obra eminentemente práctica, sin más pretensiones que las de ofrecer, en un sólo libro, los aspectos teóricos y prácticos más importantes que rigen, tanto la técnica, como la seguridad, la economía, o las posibilidades futuras (ventajas e inconvenientes) que la electricidad lleva consigo.

La obra ha sido estructurada cinco bloques, con un total de trece capítulos ó temas bien diferenciados.

El primer bloque (capítulo primero) es una globalización de la electricidad, siendo su comprensión de vital importancia para el seguimiento del resto de los capítulos del libro. Concretamente, el primer capítulo es una introducción al mundo de la electricidad. En él se exponen los principios históricos, así como los motivos que han permitido una evolución tan rápida como la que ha experimentado ésta energía. Seguidamente, y de forma muy superficial, se detallan todas las operaciones que se efectúan con esta energía, que incluyen, desde su generación y transporte, hasta su consumo final.

El segundo bloque está formado por los capítulos segundo, tercero y cuarto. Estos capítulos están dedicados a la explicación de los parámetros eléctricos (resistencia e inductancia, en el capítulo segundo; capacidad y conductancia, en el capítulo tercero; y métodos de cálculo de las líneas de transporte de energía eléctrica, en el capítulo cuarto); Estos capítulos, son de suma importancia, ya que permiten la comprensión de algunas de las magnitudes y de los efectos eléctricos más importantes (intensidad, tensión, resistencia, potencia, efectos: corona, aislador y pelicular; filtros, rectificadores, limitadores, etc.).

El tercer bloque está formado por los capítulos quinto, sexto y séptimo. El primero de ellos trata de los riesgos eléctricos que entraña la electricidad, detallándose las variables que más influyen en un

contacto eléctrico. Una vez conocidos los riesgos eléctricos, el capítulo sexto, nos propone los sistemas de protección más empleados, así como los criterios que definen su correcta elección para cada caso concreto. Finalmente, se dedica un capítulo completo (el séptimo), a la protección de los sistemas mediante la puesta a tierra de las instalaciones, dada la importancia que éste método ofrece, tanto para la seguridad de las personas como de las instalaciones.

El cuarto bloque está formado por los capítulos octavo y noveno y es quizás el bloque menos definido, ya que engloba diversos temas del mundo eléctrico. Concretamente el capítulo octavo versa sobre las máquinas eléctricas; indicándose los principios de funcionamiento de las citadas máquinas y profundizándose en la más típica de ellas, el transformador, del cual se realiza un estudio muy completo. El capítulo noveno, versa sobre la regulación de la tensión y la pérdida de potencia en las líneas de transporte de energía eléctrica. Éste es un capítulo muy completo e importante, ya que permite la total resolución de problemas eléctricos reales contemplando desde su generación y transporte hasta su recepción en los puntos de consumo. En este capítulo, conviven las demostraciones teóricas con ejemplos totalmente resueltos que permiten una mejor asimilación dada la complejidad del tema.

El quinto bloque está formado por dos capítulos dedicados a la generación de la energía eléctrica. Así el capítulo décimo versa sobre las energías renovables más utilizadas ó con más posibilidades de futuro (eólica, solar, biomasa, geotérmica, marina, etc.). Para cada tipo de energía se detallan sus antecedentes, las técnicas empleadas, su situación actual, sus repercusiones medioambientales, así como las ventajas, inconvenientes y perspectivas de futuro que éstas ofrecen. Por su parte el capítulo decimoprimeros está dedicado a las centrales convencionales (térmicas, nucleares e hidroeléctricas), fuentes que por el momento producen la mayor parte de la energía que consumimos, a la espera que las energías renovables puedan asumir una parte importante de esta aportación. En este capítulo se realiza un estudio detallado de las mismas, incidiendo muy particularmente, tanto en su modo de funcionamiento, como en el de los problemas medioambientales a ellas asociados.

El sexto bloque y último, está dedicado al estudio económico de los sistemas de potencia. El bloque está formado por los capítulos decimosegundo y decimotercero. Concretamente el capítulo decimosegundo versa sobre las tarifas eléctricas y en él podemos encontrar temas como los tipos de tarifas, complementos y bonificaciones, elección del tipo de suministro para cada caso y situación, así como unos problemas resueltos finales, a modo de ejemplo, que nos permitirán asimilar los conocimientos teóricos aprendidos. Finalmente, el capítulo decimotercero, es un compendio del funcionamiento económico de los sistemas de potencia. En este capítulo podremos encontrar temas como el despacho económico, el control automático de generación y la programación a corto, medio y largo plazo de las infraestructuras. Asimismo, se explicarán diversas técnicas para la producción y transporte de la electricidad con la seguridad, calidad y máxima eficiencia económica que exigen los tiempos actuales.

Finalmente unos anexos dedicados a las fórmulas, tablas, gráficos y esquemas necesarios tanto para un conocimiento general de la materia, como para la correcta resolución de los problemas, se adjuntan al final del libro.

No quisiera terminar esta introducción, sin agradecer a todos los que de alguna forma han ayudado en la confección de este libro, mediante sus observaciones, rectificaciones, ó consejos, siempre de gran utilidad y en especial a mi familia por la paciencia y comprensión mostrada. A todos ellos mi más sincera gratitud.

Índice

I	La electricidad: conceptos previos	13
1	La electricidad	
1.1	Historia de la electricidad.	15
1.2	Cronología histórica de la electricidad.....	18
1.3	Estructura de un sistema eléctrico.....	19
1.4	Suministros eléctricos	22
1.5	Parámetros eléctricos característicos.....	23
1.6	Tensiones más frecuentes utilizadas en España	30
1.7	Elementos constitutivos de los sistemas de potencia	30
1.8	Generación de energía eléctrica	32
1.9	Cuestiones y problemas	34
II	Parámetros eléctricos y cálculo de líneas eléctricas.....	37
2	Parámetros eléctricos longitudinales. (Resistencia e inductancia)	
2.1	Aspectos generales	41
2.2	Resistencia. Conductores. Efectos pelicular y proximidad	42
2.3	Inductancia. Campo magnético. Cálculo de la inductancia	58
2.4	Cuestiones y problemas	65
3	Parámetros eléctricos transversales. (Capacidad y conductancia)	
3.1	Capacidad. Efecto <i>Ferranti</i> . Cálculo de la capacidad.....	69
3.2	Conductancia. Efectos corona y aislador	83
3.3	Problema resuelto del cálculo de los efectos corona y aislador	89
3.4	Cuestiones y problemas	93

4 Cálculo de líneas eléctricas

4.1	Introducción	97
4.2	Conceptos previos	97
4.3	Diagramas	99
4.4	Tipos de parámetros	101
4.5	Cálculo de líneas. Métodos de las constantes, en "T" y en "II"	102
4.6	Problema resuelto de cálculo de líneas eléctricas por todos los métodos	118
4.7	Cuestiones y problemas	130

III Riesgos eléctricos y protección de sistemas de potencia..... 133

5 Riesgos eléctricos

5.1	Introducción	137
5.2	Primeros auxilios en un accidente de origen eléctrico	137
5.3	Efectos de la corriente eléctrica sobre el organismo humano	143
5.4	La electricidad estática.....	151
5.5	Tipos de accidentes eléctricos.....	158
5.6	Cuestiones y problemas	161

6 Protección de los sistemas eléctricos

6.1	Protección de los sistemas eléctricos. Sobrecargas, cortocircuitos, defectos a tierra.....	165
6.2	Coordinación de los sistemas de protección. Selectividad eléctrica	179
6.3	Tipos de contactos eléctricos	182
6.4	Técnicas de seguridad contra los contactos eléctricos	185
6.5	Cuestiones y problemas	199

7 Puesta a tierra

7.1	Introducción	201
7.2	Definición de puesta a tierra	202
7.3	Partes de que consta una puesta a tierra	202
7.4	Resistencia de paso a tierra	217
7.5	Elementos que se deben conectar a la puesta a tierra.....	218
7.6	Tensión de paso y tensión de contacto.....	219
7.7	Cálculo de la puesta a tierra	219
7.8	Medición de la puesta a tierra	223
7.9	Emplazamiento y mantenimiento de la puesta a tierra.....	225
7.10	Revisión de las tomas a tierra.....	227
7.11	Cuestiones y problemas	227

IV Máquinas eléctricas y regulación de la tensión en los sistemas de potencia..... 231**8 Transformadores**

8.1	Introducción	233
8.2	Consideraciones generales	234
8.3	Principio de funcionamiento del transformador ideal y real	237
8.4	Circuito equivalente de un transformador.....	245
8.5	Ensayos del transformador. Ensayos de cortocircuito y de vacío	249
8.6	Caída de tensión en un transformador.....	256
8.7	Cuestiones y problemas	258

9 Regulación de la tensión en líneas aéreas

9.1	Introducción	261
9.2	Cálculo de las condiciones eléctricas en una línea de energía eléctrica.....	262
9.3	Cálculo aproximado de la caída de tensión en una línea corta.....	270
9.4	Flujo de potencia en una línea eléctrica aérea.....	272
9.5	Regulación de la tensión en líneas eléctricas	277
9.6	Cálculo de la potencia reactiva de compensación en paralelo	284
9.7	Problema resuelto de regulación de la tensión en las líneas eléctricas	287
9.8	Cuestiones y problemas	298

V Generación de la energía eléctrica 301**10 Energías renovables**

10.1	Introducción	305
10.2	Energía eólica.....	305
10.3	Energía solar. Energía fototérmica y fotovoltaica.....	312
10.4	Energía de la biomasa	321
10.5	Energía geotérmica	325
10.6	Energía del mar, Maremotriz, de las corrientes marinas y de las olas.....	329
10.7	Minicentrales eléctricas y centrales de bombeo.....	338
10.8	Conclusiones	343
10.9	Cuestiones y problemas	344

11 Centrales eléctricas convencionales

11.1	Tipos de centrales eléctricas	347
11.2	Las centrales eléctricas en España	348
11.3	Las centrales hidroeléctricas	349
11.4	Las centrales termoeléctricas clásicas.....	359
11.5	Las centrales nucleares.....	364
11.6	Cuestiones y problemas	371

VI Funcionamiento económico de los sistemas de potencia 373

12 Tarifas eléctricas

12.1	Introducción	375
12.2	Tarifas eléctricas. La factura eléctrica (BOE 31/12/02).....	376
12.3	Clasificación de las tarifas	377
12.4	Liberalización del sector eléctrico	390
12.5	Comercialización de la energía eléctrica.....	391
12.6	Impuesto sobre la electricidad.....	392
12.7	Bajada de las tarifas	392
12.8	Problemas resueltos sobre diversos tipos de tarifas	393
12.9	Cuestiones y problemas	399

13 Despacho económico

13.1	Introducción al despacho económico	401
13.2	Control de un sistema de potencia	402
13.3	Funcionamiento económico de las centrales eléctricas.....	405
13.4	Control automático de la generación.....	406
13.5	Funcionamiento económico de los sistemas de potencia	411
13.6	Cuestiones y problemas	435

Anexos

I	Constantes de magnitudes físicas, terrestres y cuánticas	439
II	Resistividad (ρ), coeficiente de temperatura (α), punto de fusión ($^{\circ}\text{C}$) y densidad (δ) de diversos materiales y aleaciones.....	440
III	Coeficientes de resistividad de los aislantes	441
IV	Magnitudes y unidades magnéticas.....	442
V	Conductores eléctricos	443
VI	Conductancia. Autoinducción y susceptancia.....	444
VII	Método de las constantes auxiliares.....	445
VIII	Método del circuito equivalente en "T" y en "II"	448
IX	Fórmulas para el cálculo de líneas eléctricas	451
X	Resumen de fórmulas de líneas eléctricas.....	454

Bibliografía 455

I La electricidad: conceptos previos

Presentación

Con éste primer módulo, formado por el capítulo de introducción, se pretende que el lector entre en contacto con el mundo eléctrico haciendo un recorrido histórico desde sus inicios hasta su situación actual. Así, al principio se realiza un repaso a la historia de la electricidad: los primeros descubrimientos, los científicos, la evolución de la electricidad, los problemas a los que se enfrentaron los primeros productores de energía, el rápido progreso alcanzado por esta energía o su situación actual serán tratados en un primer apartado.

Seguidamente se expondrán los diversos métodos para la generación, transporte y consumo de esta energía, haciendo hincapié en las diversas estructuras de los sistemas de potencia, las tensiones y frecuencias normalizadas, los tipos de suministros o las ventajas e inconvenientes que presentan los dos sistemas mayoritarios de generación: alterna y continua. Asimismo se introducirán las principales máquinas eléctricas, como el generador, el motor o el transformador, las cuales serán tratadas en profundidad en capítulos posteriores, pero será en este primer capítulo donde cada máquina se situará dentro del conjunto de componentes que forma un sistema de potencia.

Una vez definido el suministro mayoritario en la actualidad: la corriente alterna, se realizará un repaso a los parámetros o características principales que definen esta energía. Así, frecuencia, periodo, energía, potencia, valores máximos, mínimos o eficaces, tensiones más usuales, transformación o formas de conexión de las bobinas (estrella o triángulo) serán objeto de estudio en este apartado.

Finalmente, se realizará una introducción a los diversos sistemas de generación de energía eléctrica: los sistemas convencionales y los sistemas de energías renovables. Cada una de estas energías dispondrá de un capítulo específico en la obra, pero de forma resumida, en este primer capítulo, se darán las razones que aconsejan la utilización de cada tipo de energía considerando sus ventajas e inconvenientes.

La importancia de este capítulo radica en situar a los lectores en un mismo nivel de partida, con unos conocimientos que, aunque básicos, les permitan estar familiarizados con los aspectos técnicos generales, nomenclatura y forma de exposición utilizada en esta obra. También puede servir este capítulo como resumen de los temas que el lector va a encontrarse a lo largo del libro. En definitiva, se pretende preparar al lector para asimilar de forma cómoda y rápida los siguientes capítulos bastante más técnicos y específicos.

Unas cuestiones y ejercicios al final del 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 la materia estudiada.

Contenidos

- Capítulo I: La electricidad. Consideraciones generales

Objetivos

La electricidad. Consideraciones generales

- Introducir al alumno en el mundo eléctrico.
- Conocer la cronología histórica de la electricidad.
- Conocer la estructura de una red básica eléctrica.
- Comparar los tipos de suministros eléctricos, razonando las ventajas e inconvenientes de cada uno de ellos.
- Conocer las magnitudes eléctricas características. Frecuencia, intensidad, tensión, potencia, energía, transformación, valores máximos, instantáneos y eficaces, etc.
- Conocer las tensiones utilizadas más usuales, así como la agrupación que de ellas se realiza en diversos niveles o grupos de tensión.
- Adquirir los conceptos básicos de la generación de energía eléctrica mediante el empleo de las energías convencionales.
- Adquirir los conceptos básicos de la generación energética mediante el empleo de las energías renovables (eólicas, solares, de biomasa, geotérmicas, de origen marino, etc.)

1 La electricidad

1.1 Historia de la electricidad

Las propiedades eléctricas o electroestáticas de ciertos materiales eran ya conocidas por las civilizaciones antiguas. Hacia el año 600 a.c., el filósofo y científico Thales de Mileto había comprobado que si se frotaba el ámbar, éste atraía hacia sí objetos más livianos. Se creía que la electricidad residía en el objeto frotado. De ahí que el término *electricidad* provenga del vocablo griego *elektron*, que significa ámbar. En los dominios de la antigua Roma ya se explotaba un mineral que también poseía la propiedad de atraer a ciertos materiales (los metálicos), este mineral recibía el nombre de magnetita, mineral muy apreciado en la antigüedad precisamente por sus particulares características. Pero no fue hasta la época del Renacimiento cuando comenzaron los primeros estudios metodológicos, en los cuales la electricidad estuvo íntimamente relacionada con el magnetismo.

Antes del año 1800, el estudio de los fenómenos eléctricos y magnéticos sólo interesó a unos cuantos científicos, como W. Gilbert, C. A. de Coulomb, L. Galvani, Otto Von Guericke, Benjamín Franklin, o Alessandro Volta. Algunos otros hicieron importantes contribuciones al aún insuficiente y fragmentado conocimiento de la electricidad, pero en aquel tiempo no se conocían todavía sus aplicaciones y los estudios sólo fueron motivados por una simple curiosidad intelectual. La población iluminaba sus hogares con velas, lámparas alimentadas con aceite de ballena y petróleo, y la potencia motriz era suministrada generalmente por personas o animales de tracción.

El inglés William Gilbert comprobó que algunas sustancias se comportaban como el ámbar y cuando eran frotadas atraían objetos livianos, mientras que otras no ejercían ninguna atracción. A las primeras, entre las que ubicó al cristal, al azufre y la resina, las llamó *eléctricas*, mientras que a las segundas, como el cobre o la plata, *aneléctricas*.

A principios del siglo XIX, el conde Alessandro Volta construyó una pila galvánica. Colocó capas de cinc, papel y cobre, y descubrió que si se unía la base de cinc con la última capa de cobre, el resultado era una corriente eléctrica que fluía por el hilo de la unión. Este sencillo aparato fue el prototipo de las pilas eléctricas, de los acumuladores y de toda corriente eléctrica producida hasta la aparición de la dinamo.

Mientras tanto, George Simon Ohm sentó las bases del estudio de la circulación de las cargas eléctricas en el interior de materias conductoras, postulando su ley, en la cual se relacionaba la resistencia con la intensidad y la tensión, es decir, tres de las cuatro magnitudes más importantes de la electricidad.

En 1819, Hans Cristian Oersted descubrió que una aguja magnética colgada de un hilo se apartaba de su posición inicial cuando pasaba próxima a ella una corriente eléctrica, y postuló que las corrientes

eléctricas producían un efecto magnético. De esta simple observación salió la tecnología del telégrafo eléctrico. Sobre esta base, André Marie Ampère dedujo que las corrientes eléctricas debían comportarse del mismo modo que los imanes.

El descubrimiento de Ampère llevó a Michael Faraday a suponer que una corriente que circulara cerca de un circuito induciría otra corriente en él. El resultado de su experimento fue que esto sólo sucedía al comenzar y cesar de fluir la corriente en el primer circuito. Sustituyó la corriente por un imán y encontró que su movimiento en la proximidad del circuito inducía en éste una corriente. De forma que pudo comprobar que el trabajo mecánico empleado en mover un imán podía transformarse en corriente eléctrica.

Hacia mediados del siglo XIX se estableció la distinción entre materiales aislantes y conductores. Los aislantes eran aquellos a los que Gilbert había considerado *eléctricos*, en tanto que los conductores eran los *aneléctricos*. Esto permitió que se construyera el primer almacenador rudimentario: estaba formado por dos placas conductoras que tenían una lámina aislante entre ellas. Fue conocido como botella de Leyden, en honor a la ciudad donde se realizó el invento.

Durante este mismo periodo ocurrieron impresionantes avances en la comprensión de los fenómenos eléctricos y magnéticos. Humphrey Davy, André Marie Ampère, G.S. Ohm y Karl Gauss realizaron importantes descubrimientos, pero el descubrimiento que llegó a ser fundamental para elevar el concepto de la electricidad como un fenómeno científico interesante a una gran tecnología con implicaciones sociales de grandes alcances se logró de forma independiente por los investigadores Michael Faraday y Joseph Henry. Ampère y otros ya habían observado que los campos magnéticos eran generados por corrientes eléctricas; sin embargo, ninguno había descubierto cómo se podían obtener corrientes eléctricas a partir de campos magnéticos. Faraday trabajó en ello de 1821 a 1831, logrando el éxito al formular la ley que lleva su nombre. Posteriormente construyó una máquina generadora de voltaje según los principios de inducción magnética. Se tenía ahora una fuente de electricidad que rivalizaba (y excedía en mucho) las posibilidades de la pila voltaica y las botellas de Leyden.

James Prescott Joule, descubrió a qué eran debidas las pérdidas de energía. Mediante la ley de Joule, enunciada en 1841, según la cual la cantidad de calor desprendido por un conductor al paso de una corriente eléctrica es directamente proporcional al cuadrado de la intensidad de la corriente, a la resistencia de dicho conductor y al tiempo durante el cual circula dicha corriente, según la expresión: $Q = kI^2Rt$, donde k es una constante de proporcionalidad que depende del sistema de unidades utilizado.

Varios investigadores, incluyendo Carl Siemens, Wheatstone, Varley, Gramme, aplicaron los principios de inducción en la construcción de primitivos generadores eléctricos en el periodo comprendido entre 1840 a 1870. Casi al mismo tiempo, un fenómeno descubierto algunos años atrás, atrajo especial atención como una práctica fuente luminosa. Se observó que cuando dos electrodos conducían corriente se mantenían separados, se formaba entre ellos un arco eléctrico de intenso brillo.

Los experimentos de Faraday fueron expresados matemáticamente por James Maxwell, quien en 1873 presentó sus ecuaciones, que unificaban la descripción de los comportamientos eléctricos y magnéticos y su desplazamiento a través del espacio en forma de ondas.

En 1878 Thomas Alva Edison comenzó los experimentos que terminarían, un año más tarde, con la invención de la lámpara eléctrica, que universalizaría el uso de la electricidad. Desde que en 1880 entró en funcionamiento en Londres la primera central eléctrica destinada a iluminar la ciudad, las aplicaciones de esta forma de energía se extendieron progresivamente. En Buenos Aires, el sistema eléctrico comenzó con la aparición de la Compañía General Eléctrica Ciudad de Buenos Aires, en

1887. En 1882 se instaló el primer sistema para la venta de energía eléctrica para el alumbrado incandescente en EE.UU. El sistema era de corriente continua (DC), de tres cables 220/110 V, y alimentó una carga de lámparas de Edison que tenían un requerimiento total de 30 KW de potencia. Este y otros sistemas avanzados fueron el principio de lo que se convertiría en una de las industrias más grandes del mundo.

Entre 1800 y 1810 se fundaron compañías comerciales de alumbrado con gas, primero en Europa y poco después en Estados Unidos. Hubo oposición al alumbrado de gas por su potencia explosiva. Sin embargo, la ventaja básica de más luz a menor precio no podía seguir ocultándose, por lo que se acabó desarrollando la industria durante el siglo XIX, teniendo su punto culminante alrededor de 1885.

Las antiguas compañías eléctricas se autodenominaban *compañías de iluminación*, ya que el alumbrado constituía su único servicio. Sin embargo, muy pronto se encontró un problema técnico que aún prevalece: la carga que la compañía tenía que satisfacer comenzaba al anochecer, se mantenía casi constante en las primeras horas de la noche, y después caía de forma precipitada a las 11 p.m., aproximadamente, a un 50% o menos. Era evidente que se tenía un complicado sistema, que permanecía ocioso o al menos infrutilizado la mayor parte del tiempo. En este caso, ¿se podrían encontrar otras aplicaciones que ocuparan las etapas de inactividad? Ya se conocía el motor eléctrico, y la existencia de un sustituto eléctrico era un incentivo para su mejoramiento y aceptación comercial. El uso de potencia eléctrica motora llegó a ser popular con rapidez y se le dieron muchas aplicaciones. Debido a sus funciones cada vez más extensas, las compañías comenzaron a nombrarse *compañías de luz y fuerza*.

Surgió otro problema técnico: los incrementos de carga se tradujeron en incremento de corriente, lo que causó caídas de tensión que eran inaceptables si las plantas generadoras estaban ubicadas a grandes distancias de las cargas. El hecho de mantener los generadores cerca de las cargas llegó a ser cada vez más difícil, ya que los lugares adecuados para la generación frecuentemente no estaban disponibles. Se sabía que la potencia eléctrica era proporcional al producto del voltaje y la corriente. Es decir, se obtendría menor corriente a mayor voltaje. Desgraciadamente, no era deseable un voltaje más alto desde cualquiera de los dos puntos de vista. El tecnológico y la seguridad del cliente. Lo que se requería era transmitir la potencia a un voltaje más alto a través de grandes distancias, y después cambiarlo a valores menores en los sitios de carga. La clave era diseñar un dispositivo que pudiese transformar niveles de corriente y voltaje de forma fiable y eficiente.

En la década de 1890, la compañía Westinghouse, recién constituida, experimentó una nueva forma de electricidad, denominada *corriente alterna* (AC), inspirada en el hecho de que la corriente invierte alternativamente el sentido del flujo en sincronismo con el generador rotatorio. Esta novedad tenía muchas ventajas inherentes; por ejemplo, se eliminaron los problemas de conmutación, propios de los generadores de DC, lo que dio lugar a controversias entre Edison, de la nueva compañía General Electric, y la Westinghouse, para definir si la industria debía establecer normas sobre AC o DC. Finalmente triunfó la corriente alterna, por las siguientes razones:

- El transformador de AC podía satisfacer el requerimiento necesario de cambiar fácilmente los niveles de voltaje y corriente.
- El generador de AC era más sencillo.
- Los motores de AC, sin ser versátiles, eran más sencillos y más baratos.

Una vez que se estandarizó la AC, apareció prácticamente el concepto de estación central y desaparecieron los problemas de las cargas lejanas. Este tipo de compañías tuvieron cada vez mayor número de clientes, ya que la mayor parte del incremento de carga se podía manejar sin que hubiera

necesidad de incrementar la inversión del capital; se abarató el costo por unidad de energía, lo que atrajo aún más clientes.

Las empresas eléctricas locales se extendieron en tal forma que compartieron sus límites. Esta ventaja operativa fue aparente; como las cargas en sistemas adyacentes no necesariamente alcanzaban su máximo al mismo tiempo, ¿por qué no interconectar los sistemas y satisfacer las condiciones de carga pico con la generación de potencia combinada? Ya se conocían estas ventajas de interconectar diferentes lugares generadores y cargas; por tanto, este paso sería una extensión lógica del principio y una mejor utilización del equipo correspondiente. Inmediatamente surgió un problema técnico; en aquel tiempo, estaban en uso muchas frecuencias diferentes incluyendo DC, y AC de 25, 50, 60 125 y 133 Hz (en 1900). Como los sistemas interconectados debían operar a la misma frecuencia, se requerían equipos de conversión de frecuencia de alto coste. Fue evidente el incentivo para estandarizar las frecuencias. En aquel tiempo, las unidades generadoras de las cataratas del Niágara y otras instalaciones hidroeléctricas usaban 25 Hz, ya que las hidroturbinas se podían diseñar para operar con mayor rendimiento a estas velocidades mecánicas; este fue un fuerte apoyo para usar esa frecuencia. El problema con 25 Hz radicaba en el hecho de que producía un parpadeo perceptible en las lámparas incandescentes. Eventualmente se adoptó una frecuencia mayor, de 60 Hz, como norma en Estados Unidos, ya que poseía características eléctricas aceptables y porque las turbinas de vapor trabajaban satisfactoriamente a las correspondientes velocidades mecánicas de 3600 y 1800 rev / min.

El progreso tecnológico en el diseño de aparatos de potencia continuó: cuando una empresa extendía sus sistemas, los nuevos generadores y transformadores comprados eran invariablemente de mayor capacidad y rendimiento. Se desarrollaron mejores lámparas eléctricas, proporcionando al cliente más luz por unidad de energía. Con la constante baja en el coste de la energía, la selección de motores eléctricos como propulsores mecánicos llegó a ser muy popular para toda clase de aplicaciones.

Por todo lo expuesto, la electricidad constituye, hoy por hoy, una de las manifestaciones energéticas más difundidas, tanto por su facilidad de generación, transporte y consumo como por sus numerosas aplicaciones y conversión en otras formas de energía (mecánica y térmica, principalmente).

No obstante, no está todo solucionado en el campo eléctrico. Actualmente el gran problema que se plantea es la imposibilidad de almacenar energía eléctrica en su forma alterna no existiendo métodos realmente eficaces para conseguirlo de forma definitiva y en grandes cantidades.

Un sistema eléctrico, es un sistema capaz de generar, transportar y consumir energía eléctrica. Por ejemplo, una linterna, con su batería (generador), sus hilos (transporte), y su bombilla (carga), constituye un ejemplo sencillo de sistema eléctrico.

Un sistema eléctrico de potencia es un sistema con generación, transporte y consumo de energía eléctrica, pero en grandes cantidades (millones de vatios), a grandes distancias (cientos de km), y con grandes consumos (millones de vatios). Actualmente los grandes sistemas eléctricos son las redes de interconexión más importantes que se conocen, ya que llegan prácticamente a todos los confines del mundo.

1.2 Cronología histórica de la electricidad

A continuación se exponen algunas fechas y nombres relevantes que han contribuido al desarrollo y evolución de la electricidad a lo largo de la historia.

- 600 AC: Tales de Mileto (624-548 a.c.) descubre que si se frota el ámbar, éste atrae a los objetos más livianos.
- 1800: Alessandro Volta (1745-1827) descubre la pila eléctrica.
- 1819: Hans Oersted (1777-1851) descubre el efecto magnético de la corriente eléctrica, probando que la electricidad puede producir magnetismo.
- 1821: Michael Faraday (1791-1867) describe el principio de la dinamo.
- 1827: André Marie Ampère (1775-1836) descubre las leyes que relacionan la fuerza magnética con la corriente eléctrica.
- 1827: George Ohm (1789-1854) establece la ley de la resistencia eléctrica.
- 1831: Michael Faraday descubre la inducción electromagnética, confirmando así que el magnetismo puede producir electricidad.
- 1879: Thomas Alva Edison inventa la lámpara eléctrica.
- 1880: En Londres comienza a funcionar la primera central eléctrica destinada a iluminar una ciudad.
- 1887: Se inicia el sistema de iluminación eléctrico en la ciudad de Buenos Aires.
- 1908: Heike Kammerlingh Onnes (1853-1926) descubre el principio de la superconducción.

1.3 Estructura de un sistema eléctrico

Son todos los componentes, máquinas y sistemas necesarios para garantizar un suministro de energía eléctrica, en un área concreta, con seguridad y calidad.

Dependiendo de la energía que se quiera transformar en electricidad, será necesario aplicar una determinada acción. Se podrá disponer de electricidad por los siguientes procedimientos:

Tabla 1.1 Forma de obtención de diversos tipos de energía

Energía	Acción
Mecánica	Frotamiento
Mecánica	Presión
Química	Química
Magnética	Magnetismo
Luminosa	Luz
Calórica	Calor

De todas las energías enunciadas anteriormente, la más empleada para producir electricidad en grandes cantidades es la magnética.

Su producción se basa en el hecho de que, al mover un conductor (material con gran movilidad de electrones) en presencia de un imán (campo magnético), en el conductor se produce un movimiento ordenado de electrones, como consecuencia de las fuerzas de atracción y repulsión originadas por el campo magnético. En esta forma de producción de electricidad se basa el funcionamiento de los alternadores, motores y dinamos.

- **Alternador:** dispositivo capaz de transformar el movimiento rotativo en electricidad. (Produce Corriente Alterna.)
- **Motor:** Dispositivo capaz de transformar la electricidad en movimiento rotatorio.

- **Dinamo:** Dispositivo capaz de transformar el movimiento rotativo en electricidad. (Produce Corriente Continua.)
- **Turbina:** Dispositivo mecánico que transforma, la energía cinética de un fluido, en movimiento rotativo y viceversa.

Cualquier central eléctrica, basa su producción de electricidad en el giro de turbinas unidas a ejes de alternadores. Este giro se producirá por la caída de agua (central hidroeléctrica) o por el empuje de vapor de agua a presión. En función del origen del calor utilizado para producir vapor, podemos clasificar las centrales como:

- **Térmicas:** Queman combustibles fósiles (sólidos, líquidos o gases).
- **Nucleares:** Emplea combustibles atómicos (fisión nuclear).
- **Geotérmicas:** Utilizan el calor del interior de la Tierra.
- **Solares:** Utilizan el calor del Sol.
- **Otras:** Cualquier forma de producción de calor.

Cabe mencionar el aumento de los parques eólicos y de las restantes energías renovables. En los parques eólicos se emplean gran cantidad de aerogeneradores. Estos son pequeños alternadores cuyo giro se consigue mediante aspas movidas por la fuerza del viento.

1.3.1 Obtención de energía eléctrica mediante el aprovechamiento del agua

Para exponer los componentes y máquinas que intervienen en la generación de la energía eléctrica realizaremos una hipotética instalación eléctrica aprovechando la energía potencial de un lago de montaña.

El aprovechamiento de los lagos de montaña es uno de los sistemas menos utilizados, tanto por su escaso potencial energético como por la dificultad de su aprovechamiento racional, ya que para poder ser utilizados como almacenes de agua, los lagos tienen que disponer de un aporte del líquido elemento que los mantenga a un nivel aceptable sin demasiadas variaciones anuales. Este aporte puede provenir de la fusión de las nieves, corrientes subterráneas, ríos, etc. pero en cualquier caso deberá garantizar que el nivel de las aguas permanezca prácticamente constante, aun con el aprovechamiento hidroeléctrico que de él se quiera realizar.

Supongamos que disponemos de esta reserva natural de agua, y que la intervención hidroeléctrica a que se le someterá no interfiera en sus condiciones medioambientales; si se cumplen estos requisitos, estaremos en condiciones de iniciar su aprovechamiento.

El proceso pasará por transformar la energía potencial de que las aguas disponen (debido a la altura topográfica en la que están situadas respecto al valle) en energía cinética (agua con velocidad), útil para generar un giro en los alabes de las turbinas. Para ello se canalizan las aguas del lago mediante tuberías adecuadas, las cuales aprovechando el desnivel geográfico entre el lago y el valle impulsarán agua a velocidad y presión adecuadas para accionar las paletas de las turbinas que se encontrarán en el fondo del valle.

Los componentes y máquinas serán por tanto:

- **Tubería**

El agua obtenida del lago la canalizamos mediante una tubería en pendiente. La energía potencial, $E_p = m \cdot g \cdot h$, que teníamos al inicio, la transformamos mediante su velocidad en energía cinética, $E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$.

- **Turbina**

En la turbina la energía se transforma en energía mecánica mediante el giro de su eje central. Es necesario disponer de agua a una presión y velocidad determinadas para poder girar el eje de la turbina. Estas condiciones de presión y velocidad dependerán del tipo de turbina utilizada (Pelton, Francis, Kaplan).

- **Alternador**

El alternador, al estar conectado con el eje de la turbina, consigue el giro de su rotor, que unido a la influencia de las bobinas del estátor genera energía eléctrica. Un alternador es un generador asíncrono capaz de transformar la energía mecánica en corriente eléctrica alterna.

Los alternadores basan su funcionamiento en el fenómeno de inducción magnética: una dinamo excitatriz suministra corriente al devanado inductor del rotor, el cual crea un campo magnético; el estátor forma el circuito inducido, en donde se crea la corriente alterna, proporcional a la velocidad angular del rotor. La energía mecánica que provoca el movimiento del rotor puede proceder de una turbina hidráulica o de vapor, de un motor de explosión o de cualquier otra fuente externa. Los alternadores se denominan monofásicos o polifásicos (generalmente son trifásicos) según el número de fases de la corriente alterna producida.

- **Transformador**

El transformador es un elemento eléctrico basado en el fenómeno de inducción mutua y destinado para transformar la tensión de una corriente alterna, pero conservando la potencia y la frecuencia. Para existir transporte de energía eléctrica es necesario disponer de una intensidad muy baja.

Hay dos tipos de transformadores. El transformador elevador, que aumenta la tensión y baja la intensidad con potencia constante (al inicio de las líneas eléctricas), y el transformador reductor, que reduce la tensión y aumenta la intensidad con potencia constante (al final de las líneas).

- **Motor**

Finalmente esta energía deberá ser aprovechada por medio de motores u otras máquinas que nos permitan transformar la energía eléctrica en movimiento u otra forma determinada de energía.

A modo de esquema vemos los componentes representados en la siguiente figura:

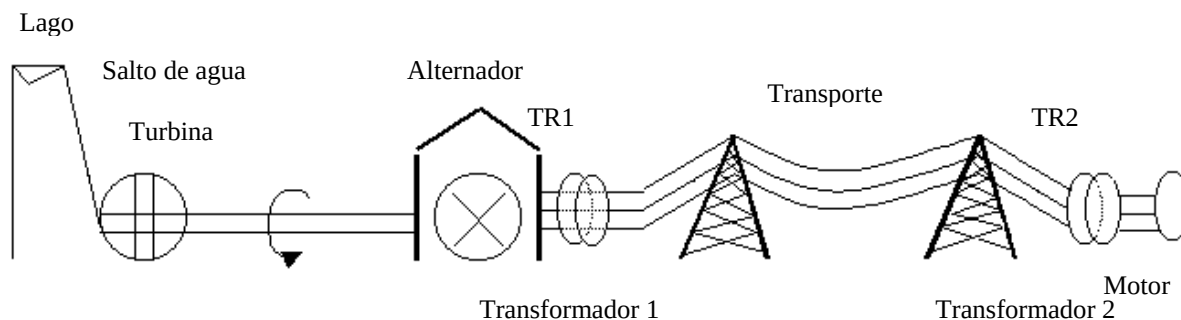


Fig. 1.1 Distribución de componentes en un sistema de potencia convencional

1.4 Suministros eléctricos

Ya hemos visto con un ejemplo sencillo cómo generar y transformar la energía eléctrica. Pero para su correcta utilización es necesario realizar un transporte, ya que los centros de producción suelen estar alejados de los centros de consumo.

Este transporte puede realizarse de dos grandes formas: mediante la utilización de la energía eléctrica en su forma de continua (DC), o mediante la utilización de la energía eléctrica en su forma de alterna (AC).

- **Corriente continua:** En cada instante los electrones circulan en la misma cantidad y sentido. Es el tipo de corriente generada por una pila o una batería. Se utiliza para suministros a grandes distancias y grandes potencias, pero resulta más costoso que la alterna, ya que estos suministros deberán reunir unos requisitos para poder ser efectivos. La energía en continua se puede almacenar.
- **Corriente alterna:** Dependiendo del instante, los electrones circularán en un sentido o en otro, siendo también variable su cantidad. Es el tipo de corriente más empleada, siendo la que se dispone en cualquier enchufe eléctrico de una vivienda. Es la corriente que más utilizamos, llegando su uso al 99% del total de energía actual. Existen dos variantes, la corriente alterna monofásica (para bajas potencias), y la corriente alterna trifásica, que es la más utilizada.

1.4.1 Ventajas e inconvenientes de los suministros en alterna o continua

Actualmente, como se ha indicado, más del 99% de los suministros se realizan mediante el empleo de la corriente eléctrica en su modalidad alterna trifásica, aun teniendo el grave problema de su imposibilidad de almacenamiento, mayor peligrosidad en caso de accidente, peor control y regulación de las máquinas eléctricas y dificultad de cálculo. Pero la gran ventaja que representa su facilidad de transformación mediante el empleo de transformadores, le da una ventaja enorme a la hora del transporte respecto a su rival, la energía continua.

La siguiente tabla resume, de forma más clara estas diferencias entre los suministros en continua y en alterna, dándose de esta última sus dos versiones, monofásica y trifásica.

Tabla 1.2 Ventajas e inconvenientes de los diversos tipos de suministro de energía eléctrica

Sistema	Ventajas	Desventajas
<i>Corriente continua</i>	1. Distribución con dos o un solo conductor, utilizando la tierra como conductor de retorno. 2. Mejor utilización de los aparatos, que pueden soportar una tensión más elevada. 3. Control simple y flexible de las máquinas eléctricas. 4. Cálculos mucho más simples, al no depender del tiempo. 5. Posibilidad de almacenamiento de esta energía en grandes cantidades. 6. Resulta cuatro veces menos peligrosa que la corriente alterna.	1. Imposibilidad de empleo de transformadores, lo que dificulta el cambio de nivel de tensión. 2. La interrupción de corriente continua presenta más problemas que la de corriente alterna. 3. La circulación de corriente continua por tierra provoca corrosión galvánica en objetos enterrados.
<i>Corriente alterna monofásica</i>	1. Distribución con dos o un solo conductor. 2. Facilidad de interrupción de la corriente. 3. Facilidad de transformación, para adaptar el nivel de tensión	1. Una corriente monofásica no permite crear un campo magnético giratorio. 2. La potencia generada o transportada en régimen permanente no es constante. 3. El par de una máquina rotativa no es unidireccional. 4. La regulación de máquinas rotativas es difícil. 5. La potencia AC monofásica es 1/3 potencia AC trifásica.
<i>Corriente alterna trifásica</i>	1. Permite crear un campo magnético giratorio. 2. La potencia eléctrica generada o transportada en régimen permanente es constante. 3. Permite el empleo de la tensión fase-fase o de la tensión fase-neutro. 4. La potencia transportada representa el triple de la transportada en monofásico. 5. El uso de transformadores permite elevar la tensión para realizar el transporte a grandes distancias.	1. Distribución con tres o más conductores. 2. La interrupción de corriente requiere tres interruptores (uno en cada fase). 3. La regulación de velocidad de máquinas rotativas no es tan simple como en las de corriente continua. 4. Más peligrosa que la corriente continua. 5. Más dificultad a la hora de realizar cálculos.

1.5 Parámetros eléctricos característicos

Una vez se ha definido que el suministro mayoritario se realiza en la actualidad mediante el empleo de la corriente alterna, es necesario conocer algunos de sus parámetros o características que lo definen. Las más importantes son: frecuencia, periodo, energía o potencia, tensiones más usuales, transformación y formas de conexión.

Veamos una síntesis básica de las más importantes.

1.5.1 Frecuencia y periodo

Por tensión alterna se entiende, en general, una tensión eléctrica cuya magnitud y sentido están sometidos a variaciones que dependen del tiempo. En la mayoría de los casos prácticos, estas variaciones se producen de forma periódica, es decir, se repiten para cada espacio igual de tiempo, las mismas magnitudes y los mismos sentidos. Estos espacios de tiempos iguales reciben el nombre de periodos, T .

La tensión generada transcurre en el tiempo según una función seno.

$$T = \text{periodo (sg)}$$

$$F = \text{frecuencia (Hz)} \rightarrow f = \frac{1}{T} = \frac{1}{\text{sg}} = \text{Hz (herzios)}$$

$$\text{Energía} \rightarrow E = f \cdot k$$

Siendo k = constante de Planck. Esto nos indica que las ondas con mayor frecuencia darán más energía que las que tengan periodos más largos (frecuencias menores).

$$\text{Longitud de onda} \rightarrow \lambda = \frac{c}{f}$$

Siendo c = la constante de la velocidad de la luz; (300 000 km/s).

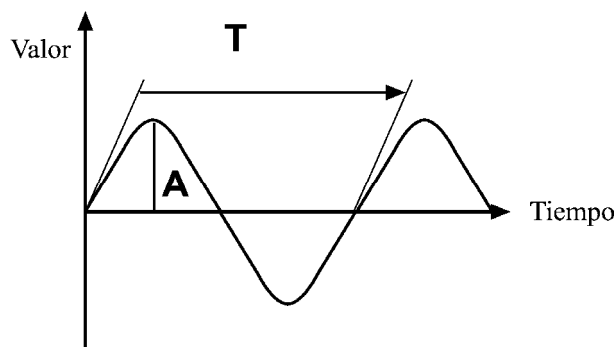


Fig. 1.2 Forma característica de la evolución temporal de una magnitud eléctrica alterna

Resumiendo, la frecuencia es la inversa del periodo; la longitud de onda es proporcional al periodo e inversamente proporcional a la frecuencia, y la energía es proporcional a la frecuencia.

La mayoría de los países utilizan una frecuencia de 50 Hz, es decir, el periodo se realiza 50 veces por segundo. Países como Canadá, EEUU, Japón, o Brasil, utilizan una frecuencia de 60 Hz. A 60 Hz con el mismo componente o máquina, se obtienen valores de potencia superiores debido a su mayor frecuencia. Entonces ¿por qué no todos los países adoptan los 60 Hz, o aún mejor, 100 Hz, 1000 Hz, o 100 000 Hz, si a más frecuencia más energía? La respuesta es simple; al aumentar la frecuencia también aumenta su reactancia inductiva ($X_L = \omega \cdot L$) y por tanto aumenta el consumo, bajando el

rendimiento. El rendimiento óptimo se obtiene alrededor de los 50 Hz, siendo a esta frecuencia donde las máquinas trabajan en condiciones económicas.

Frecuencias mayores se aplican cuando con poco peso se deben conseguir potencias elevadas, sin importar mucho el consumo; un ejemplo lo constituyen los aparatos destinados al transporte aéreo, donde priva el peso sobre el consumo.

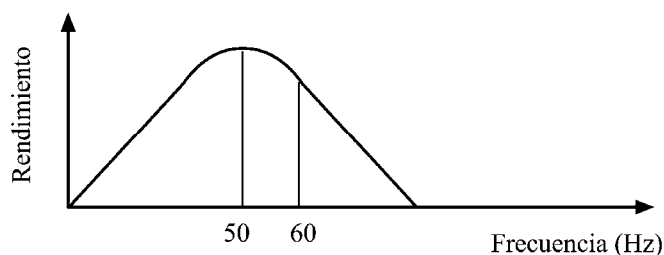


Fig. 1.3 Relación entre el rendimiento y la variación de la frecuencia en corriente alterna

1.5.2 Amplitud

Representa el valor máximo de la función seno. Como es independiente del tiempo, se le designa con una letra mayúscula. Es por otra parte la mitad del valor pico a pico o extremo.

1.5.3 Ángulo de fase φ

Es el formado entre un punto 0 ($t = 0$) fijado arbitrariamente y el pase por cero hacia el sentido positivo de la función seno. Equivale al desplazamiento entre fases o desfase de la función seno considerada respecto a otra con origen en el punto 0 y tomada como curva de referencia.

1.5.4 Valores de las magnitudes alternas

Junto a estas tres magnitudes características, amplitud, frecuencia y ángulo de fase, hay que tener en cuenta los siguientes valores:

- **Valor eficaz de una magnitud alterna:** La mayoría de los instrumentos de medida que se utilizan no pueden captar un valor especial instantáneo, como es el máximo, sino un valor medio, llamado *eficaz*. Su magnitud se deduce considerando la potencia de la corriente alterna, y comparándola con la de la corriente continua.
- **Valor medio aritmético:** Si se mide una magnitud alterna con un instrumento de medida dotado de rectificador de corriente, la lectura obtenida corresponde a la media aritmética de todos los valores instantáneos.

Las tres magnitudes: valor máximo, valor eficaz y valor medio aritmético, no guardan una relación fija entre sí, sino que ésta depende de la forma de la curva de que se trate. Los instrumentos de medida que se contrastan para una forma de curva determinada indican valores erróneos si la magnitud de medida se aparta de dicha curva.

1.5.5 Conexión de bobinas

Entendemos por bobina al conjunto de espiras de hilo conductor arrolladas al aire o sobre un núcleo de material ferromagnético, empleado para obtener campos magnéticos o para intercalar una inducción en un circuito. La bobina de inducción es un aparato eléctrico que permite obtener corrientes de alto voltaje a partir de una corriente continua de baja tensión.

Si tratamos de corrientes alternas trifásicas, como su nombre indica, serán necesarias tres bobinas, una para cada fase. Como cada bobina dispone de dos terminales, en total significarán seis terminales o puntos de conexión. La unión de estos terminales se puede realizar de varias formas, siendo dos las más empleadas en la actualidad: la conexión en estrella y la conexión en triángulo.

- **Conexión en estrella**

Si los devanados de fase de un generador o consumidor se conectan, de modo que los finales de los devanados se unan en un punto común y los comienzos de éstos sean conectados a los conductores de la línea, tal conexión se llama conexión en estrella y se designa con el símbolo Y.

Los puntos en los cuales están unidos los terminales de los devanados de fase del generador o del consumidor se denominan correspondientemente *puntos neutros del generador* (0) y *del consumidor* (0'). Ambos puntos 0 y 0' están unidos con un conductor que se denomina *conductor neutro* o *hilo central*. Los otros tres conductores del sistema trifásico que van del generador al consumidor se denominan *conductores de la línea*. De este modo, el generador está unido con el consumidor mediante cuatro conductores. Por eso, dicho sistema se denomina sistema tetrafilar de corriente trifásica.

En un sistema de corriente trifásica equilibrado, el papel de conductor de vuelta lo ejecutan tres conductores del sistema, ya que al estar desfasados entre ellos 120° se anulan mutuamente, mientras que en un sistema trifásico desequilibrado de cuatro conductores el retorno se producirá a través del conductor neutro. Durante el servicio, por el conductor neutro pasa una corriente igual a la suma geométrica de tres corrientes: $\bar{I}_A$, $\bar{I}_B$, e $\bar{I}_C$, es decir, $\bar{I}_0 = \bar{I}_A + \bar{I}_B + \bar{I}_C$, que es cero en un sistema equilibrado.

Las tensiones medidas entre los comienzos de las fases del generador o consumidor y el punto neutro o conductor neutro se llaman tensiones de fase y se designan con $\bar{V}_A, \bar{V}_B, \bar{V}_C$ o en forma general con $\bar{V}_f$. A menudo se establecen de antemano magnitudes de las f.e.m. de los devanados de fase del generador, designándose éstas con $\bar{E}_A, \bar{E}_B, \bar{E}_C$, o $\bar{E}_f$, si despreciamos las resistencias de los devanados del generador, se puede escribir: $\bar{E}_A = \bar{V}_A; \bar{E}_B = \bar{V}_B; \bar{E}_C = \bar{V}_C; \bar{E}_f = \bar{V}_f$.

Las tensiones medidas entre los comienzos de las fases A y B, B y C, C y A del generador o consumidor se llaman tensiones compuestas y se designan con U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} o, en forma general, con U_{Comp} .

El valor instantáneo de la tensión compuesta es igual a la diferencia entre los valores instantáneos de las tensiones de fase correspondientes.

En la conexión en estrella la tensión compuesta es $\sqrt{3}$ veces mayor que la de fase. Es decir:

$$\bar{U}_I = \sqrt{3} \bar{U}_f$$

La corriente que pasa por un devanado de fase del generador o consumidor se llama *corriente de fase* y se designa en forma general con $\bar{I}_f$. La corriente que pasa por un conductor de la línea se llama *corriente de la línea* y se designa en forma general con $\bar{I}_l$. En el caso de la conexión en estrella, la corriente de la línea es igual a la de la fase, o sea, $\bar{I}_l = \bar{I}_f$.

El punto neutro de la estrella del consumidor puede estar en el interior del triángulo de tensiones compuestas, coincidir con uno de sus vértices, encontrarse en uno de sus lados y en algunos casos estar fuera del triángulo.

• Conexión en triángulo

Los generadores o consumidores de corriente trifásica pueden conectarse no sólo en estrella, sino también en triángulo. Reuniendo por pares los conductores de un sistema independiente hexafilar y uniendo las fases, pasamos a un sistema trifásico trifilar conectado en triángulo.

La conexión en triángulo se ejecuta de modo que al comienzo de la fase A se conecta el extremo final de la fase B. El comienzo de esta fase B se conecta al final de la fase C, uniéndose finalmente en inicio de la fase C, con el inicio de la fase A. Los puntos de unión de las fases sirven para conectar los conductores de la línea.

Si los devanados del generador están conectados en triángulo, cada devanado de fase crea tensión compuesta. El consumidor conectado en triángulo tiene la tensión compuesta conectada a los bornes de la resistencia de fase. Por consiguiente, en caso de conexión en triángulo, la tensión de fase es igual a la compuesta: $U_{Comp} = V_f$.

La dependencia entre las corrientes de fase y de la línea, en el caso de conexión en triángulo es:

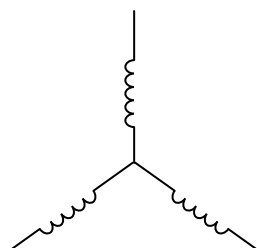
$$\bar{I}_l = 2\bar{I}_f \cos 30^\circ. \quad \text{Puesto que: } \cos 30^\circ = \frac{\sqrt{3}}{2}, \quad \text{entonces:}$$

$$\bar{I}_l = 2\bar{I}_f \frac{\sqrt{3}}{2} = \sqrt{3}\bar{I}_f$$

Por consiguiente, en el caso de carga equilibrada y conectada en triángulo, la corriente de la línea es $\sqrt{3}$ veces mayor que la de fase.

A modo simplificado el dibujo de los tipos de conexiones de bobinas son:

Conexión en estrella



Conexión en triángulo

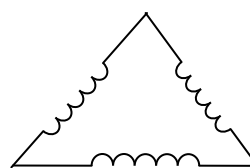


Fig. 1.4 Diversos tipos de conexionado. Estrella y triángulo

Las ventajas y los inconvenientes de las conexiones en estrella o en triángulo quedan reflejadas en la siguiente tabla. Siempre considerando bobinas alimentadas con tensión y recorridas por intensidades de igual valor, tanto en la conexión estrella como en la conexión triángulo, y por tanto en los dos tipos de conexionado, se obtendrán las mismas potencias:

Tabla 1.3 Ventajas e inconvenientes de los diversos tipos de suministro de energía eléctrica

Tipo de conexión	Ventajas	Inconvenientes
Conexión en estrella	1. Intensidad más pequeña. 2. Diámetro de los hilos menor. 3. Peso menor. 4. Pérdidas por efecto Joule menores. 5. Coste menor de las líneas al presentar menor diámetro. 6. Con una sola línea obtenemos dos tensiones, la de línea y la de fase.	1. Aisladores más grandes 2. Más tensión de línea. 3. Tres fases más neutro (más hilos)
Conexión en triángulo	1. Los aislantes son más pequeños. Ahorro económico. 2. Basta con tres hilos. Ahorro de un hilo. 3. Menos tensión de línea.	1. Intensidad mayor en la línea. 2. Diámetro de los hilos mayor (debido a la mayor intensidad). 3. Peso mayor (al tener que pasar más intensidad). 4. Más caras las líneas por presentar pesos mayores los cables. 5. Pérdidas por efecto Joule mayores.

Resulta interesante en la distribución de baja o media tensión la conexión estrella, mientras que para los suministros a grandes distancias la conexión triángulo se impone.

1.5.6 Transformador

El transporte de corriente eléctrica, desde donde se produce hasta donde se utiliza, conlleva unas pérdidas energéticas originadas por efecto Joule en los cables conductores. En concreto, la potencia disipada en un conductor de resistencia R , por el que circula una corriente alterna de intensidad I_e , es: $P = I_e^2 \cdot R$

Si se quieren reducir las pérdidas energéticas, puede elegirse entre dos opciones: disminuir la resistencia del conductor que transporta la corriente, o disminuir la intensidad que circula por el mismo.

La primera opción se consigue, o bien cambiando el material constructivo de las líneas (solución difícil, ya que esto representa utilizar materiales más conductores y por tanto aumento de los costes), o aumentar la sección del conductor, lo que implica también un aumento del coste de la instalación, al aumentar la cantidad de metal a utilizar y ser mayor el peso que tendrían que soportar las torres metálicas o postes de suspensión.

La segunda opción, disminuir la intensidad que circula por el conductor, puede conseguirse aumentando la diferencia de potencial en las líneas de conducción, ya que la potencia que transporta

una corriente eléctrica es: $P = V \cdot I$, de modo que para cierto valor de potencia, cuanto mayor sea la tensión V más pequeña será la intensidad, consiguiéndose una disminución de la potencia disipada.

El hecho de disminuir la intensidad obliga a realizar el transporte de corriente a un potencial muy elevado. Una vez en el lugar de consumo, se reduce la tensión, hasta alcanzar valores normales que no resulten peligrosos.

La facilidad con que se puede modificar la tensión de una corriente alterna, sin sufrir apenas pérdidas, frente a las dificultades de hacer lo propio con corrientes continuas, fue una de las razones que impuso el uso de la corriente alterna.

El dispositivo que permite modificar la tensión de una corriente alterna se conoce con el nombre de *transformador*. El transformador es una máquina eléctrica basada en el fenómeno de inducción mutua y destinado para transformar la tensión de una corriente alterna, pero conservando la misma frecuencia. El transformador más simple consta de un núcleo de acero y de dos devanados aislados, tanto del núcleo, como uno del otro.

Los generadores de corriente alterna de las centrales eléctricas suelen producir tensiones de algunos miles de voltios (25kV a lo sumo). Esta tensión no es lo suficientemente elevada para el transporte de grandes potencias (ya que con solo 25kV, para el transporte de grandes potencias serían necesarias grandes intensidades que originarían grandes pérdidas), por lo que se eleva la tensión, mediante transformadores, hasta alcanzar valores de cientos de miles de voltios, con lo que es posible el transporte de grandes potencias con pequeñas intensidades, es decir, pequeñas pérdidas. Una vez en el lugar del consumo, se reduce la tensión, utilizando nuevamente transformadores, hasta que alcanza los valores de tensión que se utilizan habitualmente.

Existen dos aplicaciones básicas para la utilización de los transformadores:

- Transporte de energía eléctrica: gracias a su capacidad de transformar los parámetros de tensión e intensidad, con la consiguiente reducción de las pérdidas Joule. Existirán dos transformadores, uno al principio de línea para la elevación del potencial (transformador elevador) y uno al final de línea para la reducción del mismo (transformador reductor).
- Interconexión de líneas eléctricas a diferentes niveles de tensión. Por su capacidad de transformar los niveles de tensión, los transformadores son ideales para interconectar líneas a diferente nivel de tensión dando para todas ellas una salida común.

Algunas de las designaciones más comunes para diferentes tipos de transformadores son:

- Monofásico
- Trifásico
- Con refrigeración por aire (seco)
- De aceite con refrigeración natural por aire
- De aceite con refrigeración artificial por aire (ventilación)
- De tres devanados (un devanado primario y dos secundarios por fase)
- De pararrayos (dispone de protección del aislamiento contra carga disruptiva)

1.6 Tensiones más frecuentes utilizadas en España

Las tensiones utilizadas en España, que marca el Reglamento de Líneas de Alta Tensión, están divididas en tres grandes grupos: Alta Tensión, Media Tensión, y Baja Tensión. En cada uno de estos grupos existen además tensiones que no incluye el Reglamento pero son de uso muy común.

A continuación se indica un resumen de estas tensiones:

Alta tensión (AT)

- Con tensiones de valores: 500 kV, 420 kV, 380 kV, 220 kV, 132 kV y 66 kV.
- Existen también líneas de 110 kV. Aunque no figura en el RAT, es ampliamente utilizada.

Media tensión (MT)

- Con tensiones de valores: 45 kV, 30 kV, 20 kV, 15 kV, 10 kV, 6 kV, 5 kV y 3kV.
- Existen también líneas de 25 kV. Aunque no figura en el RAT, es ampliamente utilizada.

Baja tensión (BT)

- Con tensiones inferiores al límite de 1 kV (= 1000 V), siendo sus valores más usuales: 380 V, 220 V y 127 V.
- En corriente continua el límite de la baja tensión se establece en los 1500V, siendo los valores más normales los de 220V y 110V.

1.7 Elementos constitutivos de los sistemas de potencia

Es el conjunto de todas las instalaciones electrotécnicas, redes eléctricas incluidas, y todas las instalaciones adicionales para la generación, transporte y utilización de la energía eléctrica dentro de una determinada unidad territorial.

Veamos primeramente una breve descripción de cada una de las partes.

• Central eléctrica

Instalación de producción de energía eléctrica que comprende los grupos generadores, la aparamenta asociada y la parte de las obras en las que están instaladas.

En el MIE-RAT 01 se define como: *“Lugar y conjunto de instalaciones, incluidas las construcciones de obra civil y edificios necesarios, utilizados directa o indirectamente para la producción de energía eléctrica”.*

• Subestación

Conjunto situado en el mismo lugar, de la aparamenta eléctrica y de los edificios necesarios para realizar alguna de las funciones siguientes: Transformación de la tensión, de la frecuencia, del número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia y conexión de uno o más circuitos. Quedan excluidos de esta definición los centros de transformación.

- **Subestación de maniobra**

Está destinada a la conexión de dos o más circuitos eléctricos y a su maniobra.

- **Subestación de transformación**

Es la destinada a la transformación de la energía eléctrica mediante uno o más transformadores cuyos secundarios se emplean en la alimentación de otras subestaciones o centros de transformación.

- **Centro de transformación**

Instalación provista de uno o varios transformadores reductores de Alta a Baja tensión con la aparatamenta y obra complementaria precisa.

- **Zona de generación de energía eléctrica**

Estará formada por los siguientes componentes:

- Central generadora eléctrica (térmica, nuclear o hidroeléctrica)
- Generador eléctrico (generador síncrono trifásico, normalmente), con una tensión máxima de salida de unos 25kV
- Estación transformadora elevadora (Subestación de transformación)

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

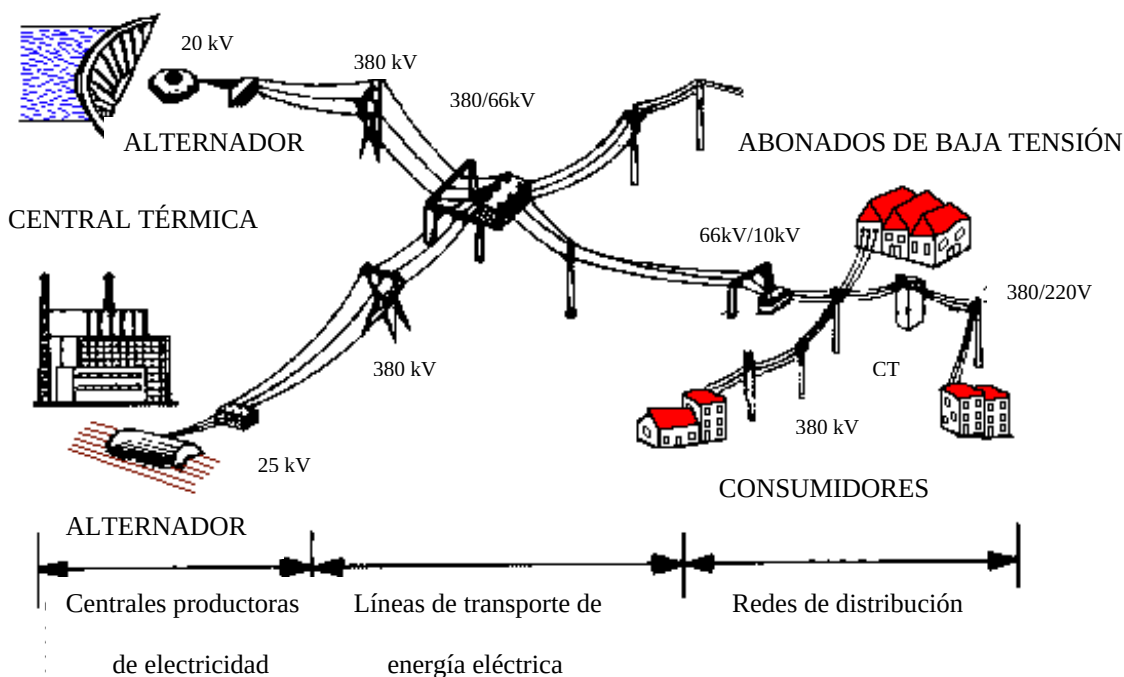


Fig. 1.5 Estructura de un sistema eléctrico de potencia

En un sistema de energía eléctrica, siguiendo el gráfico que se anexa, cada tramo de línea de transporte, generación o consumo dispone de unas características peculiares, encontrándonos con las siguientes unidades estructurales, tal como se representa en la figura correspondiente.

- **Zona de transporte**

Estará formada por los siguientes componentes:

- Línea primaria de transporte de energía eléctrica: Este tramo de instalación se identificará por: grandes tensiones ($U > 132\text{kV}$, normalmente) y grandes distancias ($L > 100\text{km}$, normalmente). Sistema de interconexión en malla (todas las líneas están unidas entre sí, haciéndose esta unión extensible también entre las centrales generadoras) y utilización de líneas aéreas.
- Subestación transformadora. Donde las tensiones y las potencias comienzan a decrecer. Suele estar formada por un conjunto de transformadores, correspondiendo a las derivaciones de la línea principal de potencia. Los transformadores pasan de alta a media tensión.
- Línea secundaria de transporte de energía eléctrica. Este tramo se identifica por: tensiones medias ($U < 66\text{kV}$, normalmente) distancias medias ($L < 25\text{km}$, normalmente), sistema de interconexión en malla (todas las líneas están unidas entre sí), y utilización de líneas aéreas.
- Subestación transformadora secundaria, donde las tensiones y las potencias se adaptan a valores más bajos. Suele estar formadas por un conjunto de transformadores, correspondiendo a las derivaciones de la línea secundaria de potencia. Los transformadores pasan de media a baja tensión.
- Línea terciaria o red pública de transporte de energía eléctrica. Este tramo se identifica por: tensiones medias-bajas ($U < 25\text{kV}$, normalmente), distancias cortas ($L < 1\text{km}$, normalmente), sistema de interconexión en antena o radial (no hay interconexión entre líneas de distintas distribuciones), y utilización de líneas, sobre todo, subterráneas.
- Centros de transformación de baja tensión: donde mediante un transformador se pasa de media tensión a baja tensión.
- Línea de enlace: corresponde al tramo final del transporte de energía eléctrica. Este tramo comprende desde la acometida hasta el usuario; las tensiones son bajas ($U < 1\text{kV}$), las distancias cortas ($L < 100\text{m}$), el sistema de interconexión en antena o radial (no hay interconexión entre líneas de distintas distribuciones) y hay utilización de líneas aéreas o subterráneas (depende de cómo llega la línea terciaria).
- Usuarios. Todo tipo de consumo o aprovechamiento de la energía eléctrica (motores, cintas transportadoras, procesos productivos, iluminación, etc).

1.8 Generación de energía eléctrica

Una división tradicional de la generación de energía eléctrica nos divide en dos grandes grupos los sistemas empleados.

Antiguamente los límites que fijaban esta división estaban definidos en función de la potencia entregada por las centrales; así 1MW era el límite mínimo para ser considerado un sistema convencional, siendo los sistemas distribuidos los que se encontraban por debajo de este valor de potencia de salida.

Con la mejora de la tecnología y la optimización de los procesos, un grupo de energías consideradas distribuidas, las energías renovables, pasan por rebasar ampliamente al límite de 1MW (incluso los 10MW), no resultando esta división ya válida para la gran mayoría de centrales productoras de energía.

Actualmente, son más aceptados otros criterios, como por ejemplo: según el tipo de combustible empleado, repercusiones medioambientales, peligrosidad de las centrales, sistemas productivos y tecnologías empleadas, tipos de materiales, etc. De esta forma y teniendo presentes los criterios siguientes, se puede realizar una primera clasificación de los sistemas productores de energía eléctrica.

- **Sistemas convencionales**

Estos sistemas se caracterizan por los siguientes puntos:

- Las centrales suelen ser contaminantes si no se toman las medidas adecuadas.
- Las centrales pueden llegar a producir situaciones peligrosas.
- Los combustibles empleados son limitados.
- Los combustibles empleados tienen un alto coste.
- Son centrales poco regulables, caracterizadas por suministrar la carga base prácticamente constante.
- Suelen entregar grandes cantidades de potencia.

Con estas características se hallan, entre otras, las siguientes centrales:

- Centrales térmicas clásicas
- Centrales térmicas nucleares
- Centrales hidroeléctricas de gran potencia

- **Sistemas distribuidos**

Estos sistemas engloban las denominadas *energías alternativas* (por constituir una alternativa a las convencionales) o bien *renovables* (por utilizar combustibles inagotables), caracterizándose por los siguientes puntos:

- Las centrales no contaminan o lo hacen en menor medida.
- Las centrales no suelen presentar situaciones peligrosas.
- Los combustibles empleados son ilimitados.
- Los combustibles empleados son gratuitos o con un coste mínimo.
- Son centrales regulables, caracterizadas por suministrar los excesos o puntas de carga.
- Suelen entregar pequeñas cantidades de potencia.

Con estas características se hallan, entre otras, las siguientes centrales:

- Centrales eólicas
- Centrales solares térmicas
- Centrales solares fotovoltaicas
- Centrales de biomasa. (residuos sólidos urbanos, residuos industriales, o residuos agrícolas)
- Centrales geotérmicas
- Centrales marinas (maremotrices, de osmosis, de corrientes marinas, gradiente térmico, de las olas)
- Centrales de células de combustible
- Centrales hidroeléctricas de pequeña potencia (minicentrales)

Por todo lo expuesto, es razonable que nos inclinemos por el aprovechamiento energético que proporcionan las centrales de energía renovable (prácticamente todo son ventajas frente a sus compañeras, las convencionales, que conllevan innumerables problemas), pero las pequeñas

cantidades de potencia conseguidas hasta el momento por las mismas (no llegan a cubrir en la actualidad, y en el mejor de los casos el 25% del total de la potencia demandada) hace que, por ahora y seguramente en un intervalo medio de tiempo, las grandes centrales térmicas o nucleares deban, a pesar de todo, seguir prestando sus servicios si queremos conservar los niveles actuales de consumo.

Todo indica, no obstante, que algunas energías renovables están aumentando su producción de forma muy rápida (un ejemplo es la energía eólica, que en algunos países como Alemania o España, en el transcurso de los tres últimos años han multiplicado por 10 su producción), augurándose un futuro prometedor en este campo.

Esperemos que en un tiempo lo más breve posible disfrutemos de estas energías no contaminantes, y así podamos disminuir la contribución de las convencionales al mínimo.

A lo largo de los capítulos que forman esta obra, se explicarán detalladamente cada una de los sistemas de generación, transporte y consumo que definen el aprovechamiento racional de esta forma de energía tan amplia y compleja.

1.9 Cuestiones y problemas

Cuestiones

- 1 ¿Cuál fue el científico al que debemos las primeras observaciones acerca de los fenómenos eléctricos? ¿En qué país y época vivió? ¿Cuáles fueron sus aportaciones más importantes?
- 2 Antes del año 1800 la electricidad sólo interesaba a unos pocos científicos. Indicar cuáles eran estos científicos y qué observaron
- 3 ¿Qué científico dividió las sustancias en eléctricas y aneléctricas? ¿Qué sustancias incluyó en cada grupo? ¿Quién inventó la pila galvánica? ¿Cómo estaba construida esta primitiva pila?
- 4 Indicar las aportaciones que realizaron los científicos George Simon Ohm, Hans Cristian Oesterd, y Andre Maria Amperè.
- 5 ¿Qué descubrió Michael Faraday? ¿En qué consistió su descubrimiento y sobre qué teoría lo realizó? ¿Qué permitió su descubrimiento?
- 6 ¿Quién construyó la botella de Leyden? ¿Qué era? ¿Por qué se denominó así? ¿Quién descubrió las pérdidas en el transporte de energía eléctrica? ¿Por qué se producían estas pérdidas?
- 7 ¿Qué eran las antiguas compañías de iluminación? ¿Y las compañías de luz y fuerza?
- 8 ¿Por qué, en sus inicios, se utilizó la corriente continua? ¿Por qué posteriormente se pasó al uso de la corriente alterna? ¿Qué compañía eléctrica fue de las primeras en experimentar con la energía alterna? ¿Qué problemas se solucionaron gracias al uso de los generadores rotatorios?
- 9 ¿Cuáles eran las frecuencias más utilizadas en corriente alterna en los inicios de la electricidad? ¿Qué problemas ofrecía el uso de la frecuencia a 25Hz? ¿Por qué se estandarizó el uso de una única frecuencia? ¿Qué valor se adoptó de frecuencia en EEUU? ¿Y en el resto del mundo?
- 10 De entre todas las máquinas eléctricas, ¿cuál crees que significó un mayor avance para la electricidad? Indíquense los motivos.
- 11 En la actualidad se han resuelto numerosos problemas relativos al funcionamiento de los sistemas eléctricos, aunque no todos. Enumera de mayor a menor, cinco problemas importantes que aún persisten en la actualidad.
- 12 ¿Qué es un sistema eléctrico? ¿A qué se denomina un sistema eléctrico de potencia? ¿Cuáles son las acciones a realizar para generar las siguientes energías: mecánica, magnética calórica, y luminosa?

- 13 Indicar las diferencias entre: motor, alternador, dinamo, turbina, central térmica, central nuclear, central solar y central geotérmica.
- 14 Indicar las ventajas e inconvenientes de la energía eléctrica en continua, frente al suministro de energía eléctrica en alterna monofásica.
- 15 Indicar las ventajas e inconvenientes de la energía eléctrica en alterna monofásica, frente al suministro de energía eléctrica en alterna trifásica.
- 16 Definir: periodo, frecuencia, longitud de onda, energía. ¿Cuáles de estas magnitudes son directamente proporcionales entre sí, y cuáles son inversamente proporcionales?. Indicar las fórmulas que las definen.
- 17 ¿Cuáles son las ventajas e inconvenientes para utilizar el sistema de transporte de energía eléctrica en estrella (suministro a cuatro hilos), o bien en triángulo (suministro a tres hilos)?
- 18 Indíquese las tensiones utilizadas en España para alta, media o baja tensión. Asimismo indíquense las tensiones, que aunque no están regladas por el Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión, son ampliamente utilizadas.
- 19 ¿Qué componentes forman la zona de generación de energía eléctrica? ¿Qué componentes forman la zona de transporte de energía eléctrica (sólo enumerarlos)? Diferencias más notables entre las líneas primarias de distribución y las líneas terciarias.
- 20 ¿Cuáles son las diferencias entre estación y subestación transformadora?
- 21 Antiguamente se clasificaban las centrales eléctricas en los dos grupos habituales, dependiendo de si la tensión que entregaban era superior o no a 1 MW. Como actualmente esta cifra es ampliamente rebasada por la mayoría de centrales, ¿cuáles son los criterios que definen actualmente esta división?
- 22 Indicar las ventajas y los inconvenientes de la utilización de las centrales convencionales para la generación de energía eléctrica. ¿Qué centrales se engloban en este grupo?
- 23 Indicar las ventajas y los inconvenientes de la utilización de las centrales alternativas para la generación de energía eléctrica. ¿Qué centrales se engloban en este grupo?
- 24 Las centrales alternativas son una buena opción de futuro. Indica ¿cuál consideras más provechosa y con más futuro para la zona Norte de Cataluña? ¿Y para la zona llana del oeste de Cataluña? (Razonar las respuestas.)
- 25 ¿Cuáles son las perspectivas de futuro para la obtención de la energía eléctrica a corto y medio plazo?

II Parámetros eléctricos y cálculo de líneas eléctricas

Presentación

Con éste segundo módulo, formado por tres capítulos, se pretende que el lector entre en los primeros cálculos de la obra, concretamente en el cálculo de las líneas de distribución de energía eléctrica. Para ello, en primer lugar, es necesario el cálculo de los parámetros eléctricos fundamentales (resistencia, inductancia, susceptancia y conductancia), pasando *a posteriori* al cálculo de las líneas. Este cálculo es una primera aproximación, ya que estas líneas no disponen todavía de transformadores, ni de líneas paralelas; asimismo, sólo se resuelven problemas en los cuales son conocidas las magnitudes eléctricas al principio o final de línea, pero aún no de forma combinada. Pero se considera un modulo importante, ya que en él se sentaran las bases de cálculo que permitirán en capítulos posteriores acometer problemas de cálculo más complejos.

Los capítulos II y III versan sobre los cuatro parámetros eléctricos más importantes: resistencia, inductancia, capacidad y conductancia. Mediante la combinación de resistencias, condensadores y bobinas (o la de sus equivalentes integrados), es posible construir la mayor parte de los circuitos eléctricos y electrónicos actuales. En estos capítulos, además de una explicación exhaustiva de cada parámetro, se aprovecharán sus propiedades para la comprensión de magnitudes como la intensidad, el voltaje o la potencia y, asimismo, nos permitirá definir efectos eléctricos tan importantes como son: el efecto aislador, efecto corona, el efecto Ferranti o los efectos pelicular y proximidad.

Con el capítulo IV, cálculo de líneas eléctricas, se entra en los sistemas de potencia mediante el cálculo de las líneas de transmisión de energía eléctrica. El capítulo empieza con una exposición de las magnitudes eléctricas fundamentales, así como la forma de expresarlas, tanto numéricamente como mediante diagramas. A continuación, entra en el cálculo de las líneas eléctricas, aplicando los métodos más utilizados dependiendo de la longitud de la línea; así tendrán cabida los métodos en "T", o en "II", o el método de las constantes auxiliares, dándose una explicación teórica del porqué de cada método.

Una vez finalizado el módulo, el lector debe ser capaz de calcular los parámetros eléctricos con soltura, conocer los métodos de cálculo a aplicar en líneas eléctricas dependiendo de su longitud (cortas, medias, o largas), o simplemente dominar el cálculo complejo, el cual será ampliamente utilizado en capítulos posteriores.

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 II: Parámetros eléctricos longitudinales (resistencia e inductancia)
- Capítulo III: Parámetros eléctricos transversales (capacidad y conductancia)
- Capítulo IV: Cálculo de líneas eléctricas

Objetivos

Parámetros eléctricos longitudinales

- Resistencia eléctrica: conceptos previos.
- Conocer los diferentes tipos de materiales: metálicos. Aislantes. Semiconductores: semiconductores intrínsecos y extrínsecos, dopado pentavalente y trivalente.
- Conocer el comportamiento de la resistencia en corriente alterna y continua.
- Conocer las funciones y los efectos de la resistencia eléctrica.
- Identificar al efecto pelicular y proximidad.
- Conocer los nuevos materiales que se utilizan en la construcción de líneas eléctricas.
- Inductancia eléctrica: conceptos previos.
- Conocer las funciones y los efectos de la inductancia y de los campos magnéticos.
- Diferenciar los efectos de la conexión de las bobinas en corriente alterna o en continua.
- Conocer las fórmulas a aplicar para la obtención de la inductancia de conductores y de líneas eléctricas.
- Concepto de radio equivalente. Circuitos simples, dúplex, tríplex y cuádruplex.
- Asimilar el proceso de cálculo de la inductancia en circuitos simples y dobles.

Parámetros eléctricos transversales

- Capacidad eléctrica: conceptos previos.
- Adquirir los conocimientos básicos sobre condensadores y campos eléctricos.
- Conexión de los condensadores en corriente continua o en corriente alterna.
- Conocer las principales aplicaciones de los condensadores cuando se conectan en corriente continua o alterna.
- Identificar el efecto capacitivo en las líneas eléctricas.
- Reconocer el efecto Ferranti y su problemática.
- Conocer las fórmulas a aplicar para la obtención de la capacidad de conductores y de líneas eléctricas.
- Asimilar el proceso de cálculo de la capacidad tanto para circuitos simples como dobles.
- Conductancia eléctrica: conceptos previos.
- Saber las características más importantes que definen la conductancia.
- Conocer el efecto aislador: consideraciones generales. Parámetros que influyen en el mismo. Fórmulas para su cálculo.
- Conocer el efecto Corona: de qué depende. Cuando se produce. Fórmulas y proceso para su cálculo.

Cálculo de líneas eléctricas

- Introducir al alumno a los sistemas de cálculo eléctrico complejo.
- Conocer las diversas magnitudes que intervienen en los cálculos eléctricos.
- Razonar las diferentes formas de expresar las magnitudes eléctricas.

- Saber representar gráficamente los valores de tensiones, intensidades, potencias e impedancias eléctricas.
- Saber escoger entre los diferentes métodos de cálculo de líneas eléctricas dependiendo del tipo de línea, o de las características de la misma.
- Entender y aplicar el método de cálculo de líneas en "II".
- Entender y aplicar el método de cálculo de líneas en "T".
- Entender y aplicar el método de cálculo de líneas de las constantes auxiliares.
- Definir conceptualmente las diversas fórmulas empleadas.
- Definir analíticamente las fórmulas empleadas.
- Saber resolver un problema de transporte de energía eléctrica en régimen permanente.

2 Parámetros eléctricos longitudinales. (Resistencia e Inductancia)

2.1 Aspectos generales

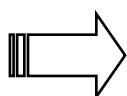
Cualquier circuito eléctrico está formado por algunos de los siguientes parámetros: resistencia, inductancia, capacidad y conductancia. Con estos parámetros se forman la totalidad de los sistemas eléctricos, desde un sistema simple y reducido hasta los complejos sistemas de potencia actuales.

Después de los capítulos precedentes, dedicados a la introducción de la electricidad y la generación de energía eléctrica mediante el empleo de energías alternativas, es preciso entrar en el estudio de los parámetros que identifican a los circuitos eléctricos. Para realizar este estudio se realizará una división de los mismos, obedeciendo a su comportamiento eléctrico; así la resistencia y la inductancia actúan en los circuitos de forma longitudinal, mientras que la capacidad y la conductancia lo hacen de forma transversal al circuito.

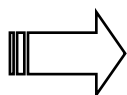
Se explicarán los fundamentos de cada parámetro, sus interacciones con el resto de componentes, así como la forma o los efectos que su presencia causan en el funcionamiento global de la instalación.

Por tanto la división será la siguiente:

- Parámetros longitudinales

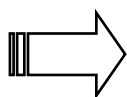


$R \Leftrightarrow \text{RESISTENCIA} \Rightarrow \text{Ohmios}$

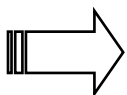


$L \Leftrightarrow \text{INDUCTANCIA} \Rightarrow \text{Henrios}$

- Parámetros transversales.



$C \Leftrightarrow \text{CAPACIDAD} \Rightarrow \text{Faradios}$



$G \Leftrightarrow \text{CONDUCTANCIA} \Rightarrow \text{Siemens}$

Existen otras magnitudes que matemáticamente sirven de nexo de unión a los parámetros anteriores, algunas de las más importantes son:

$$Z = (R + jX) \Leftrightarrow \text{IMPEDANCIA} \Rightarrow \text{Ohmios}$$

$$Y = (G + jB) \Leftrightarrow \text{ADMITANCIA} \Rightarrow \text{Siemens}$$

$$X_L = L \cdot \omega = L \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \Leftrightarrow \text{REACTANCIA INDUCTIVA}$$

$$B = C \cdot \omega = C \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \Leftrightarrow \text{SUSCEPTANCIA}$$

2.2 Resistencia. Conductores. Efecto peculiar y proximidad

Comenzaremos nuestro estudio con los parámetros longitudinales (resistencia e inductancia). Estos parámetros actúan a lo largo del circuito eléctrico y son los más importantes dentro de la electricidad.

2.2.1 La resistencia

La resistencia es la oposición que cualquier material ofrece al paso de la corriente eléctrica. Aunque su estudio se remonta a los primeros descubrimientos eléctricos, no se interrelacionó con las otras magnitudes eléctricas hasta que George Simon Ohm formuló su ley fundamental, base de toda la electricidad, que ligaba esta oposición con la tensión o diferencia de potencial y la intensidad que circulaba por un circuito.

$$I = \frac{U}{R} \quad \text{ó bien} \quad R = \frac{U}{I} \quad [2.1]$$

Conceptualmente la resistencia de cualquier elemento conductor depende de sus dimensiones físicas y de la resistividad, pudiéndose expresarse como:

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad [2.2]$$

Donde:

$$(R \Rightarrow \Omega) \longrightarrow \left\{ \begin{array}{l} L \Rightarrow \text{longitud (m)} \\ S \Rightarrow \text{sección (mm}^2\text{)} \\ \rho \Rightarrow \text{resistividad } (\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}) \end{array} \right.$$

Veamos, uno a uno, los factores de la expresión anterior.

2.2.1.1 Longitud

La longitud de un conductor es directamente proporcional a la resistencia del mismo, ya que los electrones que por él circulan deberán recorrer un trayecto mayor y por tanto necesitarán más energía.

En los sistemas de potencia, con grandes tensiones e intensidades, hacen falta conductores de tamaños considerables para ser capaces de transportar tales energías. Entre los materiales más empleados se halla el cobre, que como cualquier otro metal presenta unas características de maleabilidad. Pero esta adaptabilidad, con conductores de 20mm o 30mm de diámetro, es prácticamente inexistente comportándose los mismos no como conductores flexibles y adaptables, sino más bien, como auténticas varillas rígidas, inutilizables para los menesteres a los que están encomendados.

Así, cuando un conductor excede de un determinado radio o diámetro, ya no se construye macizo, sino con la unión de múltiples hilos formando un cable, que no es más que un conductor compuesto por hilos enrollados en haz para mantener su consistencia mecánica y al mismo tiempo permitir, aun con diámetros considerables, flexibilidades y torsiones adecuadas a su uso.

Si nos centramos en cables, su longitud no coincide con la longitud de los hilos que lo forman, ya que el cable, como conjunto, no tendrá en cuenta el efecto de trenzado al que sí se han visto sometidos cada uno de los hilos que lo componen. Esta es la razón por la que existen dos longitudes: una real (la de los hilos), y una teórica (la del cable), siendo la longitud real mayor que la longitud teórica.

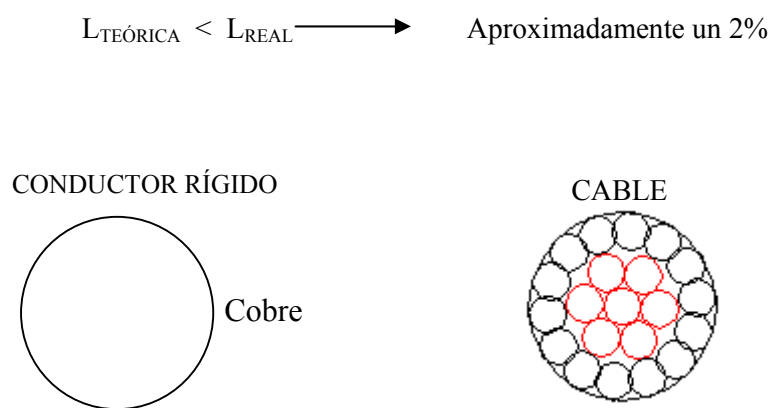


Fig. 2.1 Constitución de un cable eléctrico. Comparación entre longitudes

Un cable con una longitud de 1m ($L_{\text{TEÓRICA}}$) estará formado por hilos entrelazados o trenzados con una longitud de 1.02m (L_{REAL}). En consecuencia, el valor de la resistencia real tendría que estar influenciada por este aumento de valor. En realidad, los fabricantes de cables al realizar sus tablas de valores ya tienen en cuenta esta variación, considerando para el cálculo de la resistencia los valores reales de la longitud.

2.2.1.2 Sección

A mayor sección menor resistencia, ya que los electrones disponen de más espacio para circular por el conductor. Aparte, algo parecido a la longitud ocurre con la sección; así, si consideramos la sección del cable en su conjunto ($S_{\text{TEÓRICA}}$), estaremos añadiendo los espacios entre hilos (aire, pequeños residuos, aceites, etc) que no están ocupados por cobre. Se tendría que considerar realmente sólo la superficie real (S_{REAL}), es decir, la verdaderamente ocupada por el material conductor, el cobre.

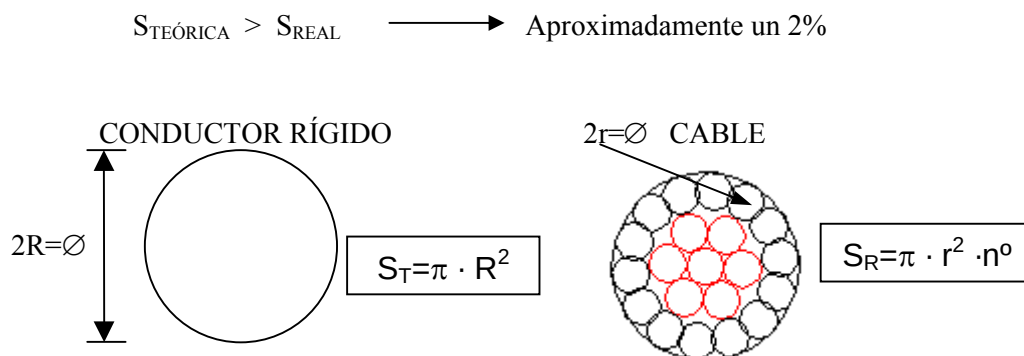


Fig. 2.2 Constitución de un cable eléctrico. Comparación entre secciones

La sección real es por término medio un 1% o 2% menor que la teórica, lo que repercute en el valor final de la resistencia. También con este parámetro los fabricantes de cables consideran para el cálculo de los valores que leemos en tablas la sección real.

Es decir, las tablas para los distintos materiales ya tienen presente estos desajustes entre los valores reales y teóricos dados en conductores tipo cable.

2.2.1.3 Resistividad

La resistividad es la última magnitud a tener presente en el cálculo de la resistencia de un material. Se define como la resistencia específica, es decir, la oposición que ofrece un material al paso de la corriente eléctrica por unidad de longitud y superficie (normalmente para su cálculo se utiliza varillas del material que se debe calcular con unas dimensiones específicas de 1m de longitud y 1cm² de sección).

La resistividad es la parte más importante de la resistencia, ya que es la que realmente nos identifica si un material es buen conductor o por el contrario es un aislante. Hasta el momento, y considerando solamente la longitud y la sección, tendría la misma resistencia una varilla de madera que una de cobre, suponiendo igualdad en las dimensiones físicas. Era, pues, necesario otro parámetro que dependiera del material, la resistividad.

Si la resistividad sólo dependiera del tipo de material, no habría complicaciones, ya que construida la tabla correspondiente, estarían tabuladas todas las resistividades de los materiales más frecuentemente usados. Pero la resistividad también depende de la temperatura, siendo necesarias innumerables tablas, una para cada variación de la temperatura, para su completa identificación.

El problema se solucionó, en parte, dando una única tabla; esta tabla corresponde a una temperatura estándar de unos 20°C, y en ella están representados los valores de la resistividad de la mayor parte de materiales interesantes desde el punto de vista eléctrico. Cuando la temperatura no coincida con los 20°C, aplicando la siguiente fórmula, se obtiene el valor de la resistividad a cualquier otra temperatura.

$$\rho_{\theta} = \rho_{20^{\circ}C} + \rho_{20^{\circ}} \cdot \alpha (T - 20^{\circ}) \quad [2.3]$$

Donde: α = Coeficiente de temperatura a 20°C $\Rightarrow$ es un valor tabulado en las tablas.

ρ_0 = Resistividad a la temperatura deseada.

$\rho_{20^{\circ}C}$ = Resistividad a 20°C (la de las tablas).

T = Temperatura a la que se desea determinar la resistividad.

Ya sabemos que la resistividad de un material será función del tipo de material y de la temperatura a la que se encuentre el mismo. Pero ¿un aumento de temperatura significa siempre un aumento de la resistividad? Para responder a esta pregunta, primeramente veamos cómo se comporta la resistividad en función del tipo de material empleado.

Teóricamente existen dos posibilidades: coeficiente de temperatura positivo o coeficiente de temperatura negativo, ¿de qué dependerá su signo?:

$$\alpha > 0$$

$$\alpha < 0$$

Para explicar el signo del coeficiente de temperatura, previamente realizaremos un repaso a los tipos de enlace químico más importantes, ya que de su comprensión se obtendrán las respuestas buscadas.

Recordemos primeramente que la materia está formada por fibras homogéneas o heterogéneas. Cada una de estas fibras está formada, asimismo, por cristales de formas regulares, que a su vez, están formados por la unión de moléculas, las cuales se sitúan de forma ordenada formando las diversas figuras geométricas características del cristal. Finalmente, cada una de estas moléculas se formará por la unión de átomos que serán los encargados de proporcionar las características finales al material.

Estos átomos pueden unirse para formar las moléculas de formas muy distintas, aunque son tres los tipos de unión o enlaces más característicos: enlace metálico, enlace iónico y enlace covalente.

El átomo está formado por tres elementos básicos: neutrones, protones y electrones. La masa de los neutrones y los protones coincide ($1.675 \times 10^{-27} \text{ kg}$), mientras que la masa de los electrones es casi 1900 veces menos pesada ($9.109 \times 10^{-31} \text{ kg}$). Pero por el contrario, la carga eléctrica del neutrón, como su nombre indica, es nula, y aun con la diferencia de masa, el electrón dispone de la misma carga eléctrica que el protón ($1.602 \times 10^{-19} \text{ coulombs}$), siendo positiva la carga del protón y negativa la del electrón.

Los átomos son en principio neutros; esto indica que contendrán el mismo número de electrones que de protones; así mismo, suele estar también compensado el número de neutrones con el de protones.

La disposición de estos elementos en el interior del átomo sigue unas características determinadas. En la periferia se situarán los electrones en movimiento formando orbitales, mientras que en la parte central existirá el núcleo formado por neutrones y protones estáticos. Los electrones se colocarán siempre en las proximidades del núcleo (por el principio de la mínima energía consumida), ocupando todos los espacios disponibles. Así se irán llenando, uno a uno, todos los orbitales del átomo (tipo *S* con 2e-, tipo *P* con 6e-, tipo *D* con 10e-, tipo *F* con 14e-, etc), empezando por los más próximos al núcleo, cada orbital lleno representará una capa estable difícil de separar, hasta completar el número final de electrones del átomo.

La última capa puede estar completamente llena o no de electrones. Para ser estable, esta capa debería contar con 8 electrones (regla del *octete*), si no dispone de este número, el átomo intentará conseguir electrones de los átomos vecinos o desprenderse de ellos para quedarse con la capa inmediatamente anterior que siempre estará llena, y será por tanto estable.

Esta última capa reviste gran importancia, ya que muchas de las propiedades eléctricas o mecánicas finales de los materiales dependerán de la misma.

a) Enlace metálico

El enlace metálico es la unión de dos átomos metálicos, es decir, átomos que en su última capa sólo disponen de uno o dos electrones libres; son los elementos de la primera columna de la tabla periódica (Li, Na, K, Rb, Cs, etc).

En este caso, cada átomo tiene dos opciones; apoderarse de los siete electrones que le faltan a su última capa para ser estable, o bien, dejar libre al único electrón que reside en ella. Como es natural la opción más sencilla es la última, así cada átomo dejará libre al electrón situado en su última capa, quedando el átomo estable al tener, sin este electrón, todas las capas completas. Pero al perder un electrón el átomo deja de ser neutro, eléctricamente hablando, ya que sin este electrón existe un exceso de un protón en cada átomo (ión⁺ catión), quedando el átomo cargado positivamente.

Todos los electrones libres están en movimiento formando una nube en torno a los núcleos que han abandonado, pero seguirán estando íntimamente ligados a ellos, ya que los núcleos han quedado cargados positivamente, y los electrones disponen de cargas negativas; ésta es la base del enlace metálico de la que se derivan todas sus propiedades.

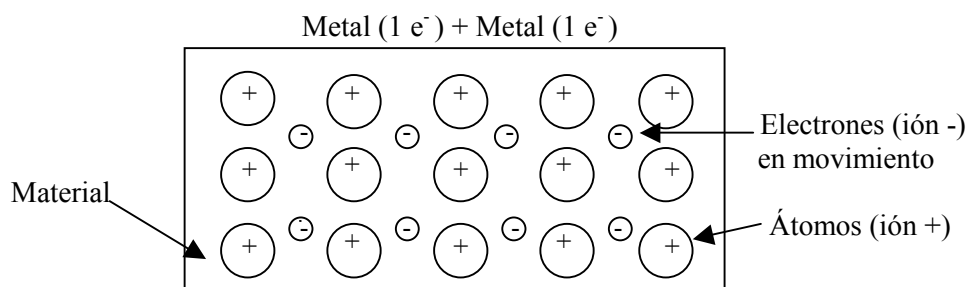


Fig. 2.3 Enlace metálico

En este enlace se darán una serie de propiedades que definirán su comportamiento final:

- Es un enlace duro. Existe unión molecular de unas cargas positivas (parte estática del átomo más todas las capas completas), con las cargas negativas (electrones libres que forman la nube alrededor de las cargas positivas).
- Posee brillo metálico. Se lo confiere el movimiento de estos electrones libres.
- Es un buen conductor. Estos electrones libres pueden transportar información (eléctrica, térmica, de vibraciones, etc), a través del material.
- Los materiales con enlace metálico son dúctiles y maleables. Si intentamos deformar un material de este tipo, al mover los átomos, la próxima posición que adopten los mismos no modificará su estado de unión electrostática, ya que seguirán existiendo cargas positivas (los núcleos de los átomos) en medio de la nube electrónica de cargas negativas (electrones). Es decir, con una deformación o torsión del material se seguirán manteniendo sus propiedades de unión; como máximo, los átomos quedarán más tensionados, lo que se conoce como *efecto de acritud*.

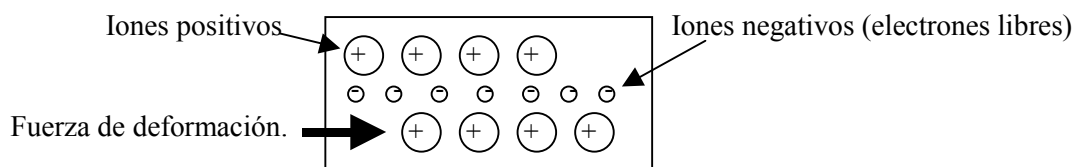


Fig. 2.4 Enlace metálico sometido a una fuerza de deformación

Por último, cabe citar que en este tipo de materiales, al estar ya libres los electrones, si aumentamos la temperatura, lo único que se consigue es disminuir la conducción. Esto ocurre debido a que un aumento de temperatura significa un aumento de energía, que se traduce en una mayor velocidad de los electrones, que recordemos que ya estaban libres. Esto provoca choques más frecuentes entre ellos, aumento de la energía calorífica o Joule y menor conductividad. Ésta es la razón por la que un aumento de temperatura lleva implícitamente asociado un aumento del coeficiente de temperatura, y por tanto, una disminución de la conductividad, o lo que es lo mismo, un aumento de la resistividad.

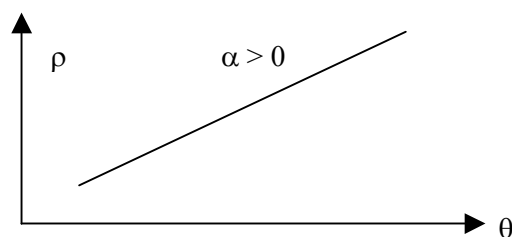


Fig. 2.5 Enlace metálico. Variación de la resistividad en función de la temperatura

Una representación simbólica de las bandas de energía características a este tipo de materiales es la siguiente:

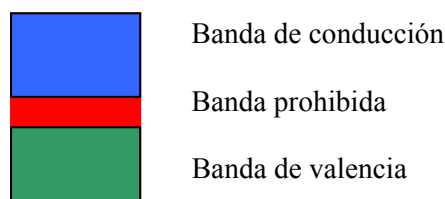


Fig. 2.6 Enlace metálico: bandas energéticas

Nótese que la banda prohibida, o salto energético a realizar por los electrones para estar libres, es mínima en este tipo de enlaces. La banda de conducción, por el contrario es extremadamente amplia.

b) Enlace iónico

El enlace iónico es la unión de dos átomos, uno metálico y uno no metálico. El átomo metálico dispone de un único electrón en su última capa, mientras que el átomo no metálico dispone de siete electrones en su última capa. Cabe recordar que los elementos no metálicos más característicos son los de la columna VII de la tabla periódica (F, Cl, Br, I, etc).

En este caso, la forma natural de intercambio de electrones será la siguiente. Al átomo metálico le sobra un electrón para quedar energéticamente estable, mientras que al átomo no metálico, con siete electrones en su última capa, le falta un electrón para completarla. Así, el átomo metálico perderá un electrón (quedará como ión+ o catión), mientras que el átomo no metálico captará este electrón (quedando como ión- o anión). La unión estable está asegurada, pero esta vez al contrario que en el enlace metálico, no quedarán electrones libres en el enlace final.

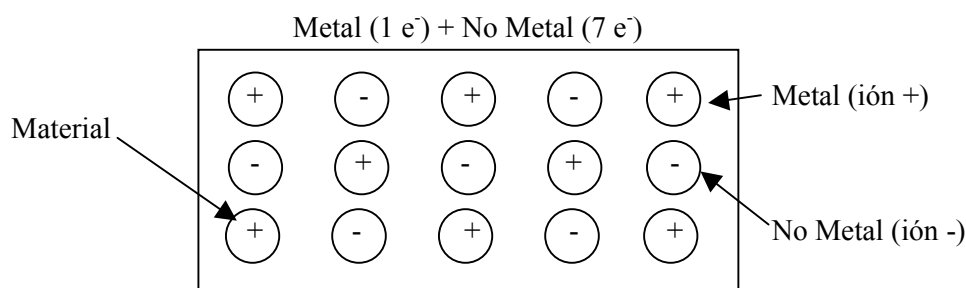


Fig. 2.7 Enlace iónico

La falta de electrones libres en el enlace determinará las propiedades de este tipo de materiales, siendo éstas muy distintas de las mencionadas para el enlace metálico.

- Es un enlace muy duro. Existe unión molecular de unas cargas positivas (átomos metálicos) con las cargas negativas (átomos no metálicos). Debe considerarse que todas las cargas son estáticas, con lo que el enlace resulta más fuerte que en el enlace metálico, en el cual unas cargas (los electrones) estaban móviles.
- No posee brillo metálico, ya que no existen electrones libres en movimiento que lo produzcan.
- Es un material aislante. Al no existir electrones libres, no hay posibilidad de transmitir ningún tipo de información (térmica, eléctrica, de vibración, etc) a través del material.
- Los materiales con enlace iónico son muy duros, pero frágiles. Si intentamos deformar un material de este tipo, al mover los átomos, la próxima posición que adopten los mismos modifica sustancialmente la clasificación de las cargas, ya que en este caso las cargas positivas se verán enfrentadas. Lo mismo ocurre con las negativas, convirtiéndose toda la fuerza de atracción que caracteriza al enlace en una fuerza de repulsión, lo que provoca su rotura inmediata. El vidrio y algunos plásticos son ejemplos de materiales con enlace iónico.

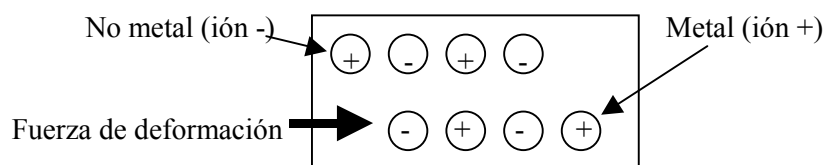


Fig. 2.8 Enlace iónico sometido a una fuerza de deformación

Por último, cabe citar que en este tipo de materiales, al no estar libres los electrones, si aumentamos la temperatura lo único que se consigue es dificultar la poca o nula conducción existente, pero prácticamente ni se nota, ya que la resistividad ya es de por sí enormemente elevada.

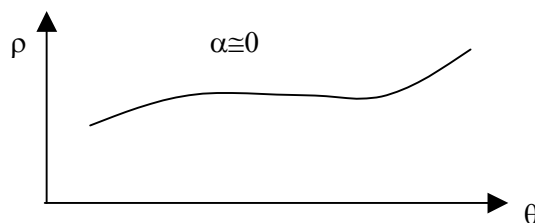


Fig. 2.9 Variación de la resistividad en función de la temperatura

Una representación simbólica de las bandas de energía características de este tipo de materiales es la siguiente:

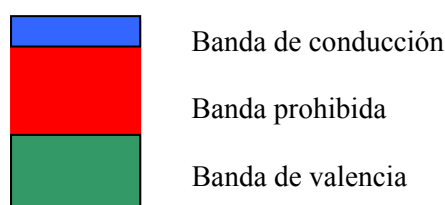


Fig. 2.10 Enlace iónico. Bandas energéticas

Nótese que la banda prohibida, o salto energético a realizar por los electrones para estar libres, es muy grande en este tipo de enlaces. La banda de conducción, por el contrario, es extremadamente pequeña, lo que indica que la conducción es prácticamente nula.

c) Enlace covalente

El enlace covalente es el tercer gran enlace químico. Se diferencia de los dos anteriores en que los materiales de este grupo (los situados en la parte central de la tabla periódica o columna IV, entre ellos el Si, Ge, C, Pb, St, etc, destacando el germanio o el silicio) disponen en la última capa de cuatro electrones. Esto provoca que les resulte indiferente perder o ganar los cuatro electrones que les sobran o faltan, respectivamente.

En este caso, la forma natural de intercambio de electrones es la siguiente: cada átomo de germanio o silicio no cede ni absorbe electrones con los átomos vecinos, sino que los comparte, llegando de esta forma a completar el número de electrones establecidos para la última capa, ocho. En definitiva es un enlace que comparte electrones con los átomos vecinos y por tanto ninguno de ellos queda libre para la conducción.

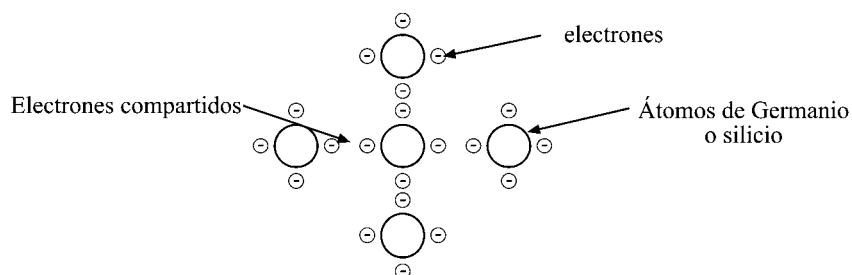


Fig. 2.11 Enlace covalente

Como es de suponer, con estas condiciones de unión, no es un enlace muy duro, más bien lo contrario, ya que es fácilmente modificable, incluso variaciones de la temperatura ambiente consiguen romper el enlace parcialmente, permitiendo que algunos electrones queden libres y puedan iniciar la conducción.

Este es pues un enlace muy singular, ya que es como un promedio de los dos anteriores, se comporta como un aislante a temperaturas bajas y como un conductor cuando se le aplica energía extra, como por ejemplo con aumentos de su temperatura. Es por ello que los materiales formados con este enlace reciben el nombre de *semiconductores*. Veamos resumidas sus propiedades más importantes:

- Es un enlace frágil. Como hemos indicado, un simple aumento de la temperatura es suficiente para romper parcialmente el enlace.
- Posee un brillo mucho menor que los elementos metálicos, pero superior a los aislantes. La intensidad del brillo dependerá de la cantidad de enlaces rotos que existan.
- Es un material semiconductor. La existencia de electrones libres dependerá de la energía que se aplique al enlace, y con ello su capacidad de transmitir información (conducción electrónica).
- Los materiales con enlace covalente son materiales intermedios también en sus facetas de maleabilidad, dependiendo ésta de las condiciones en que se encuentre el enlace.

Si aumentamos la temperatura, se aumenta la energía entregada al enlace, por lo que la probabilidad de rotura de enlaces es mayor, y por consiguiente también será mayor el número de electrones libres. El valor del coeficiente de temperatura será en este caso negativo, influyendo en el comportamiento de la resistividad, que disminuirá al aumentar la temperatura, al contrario de lo que ocurría con los elementos metálicos.

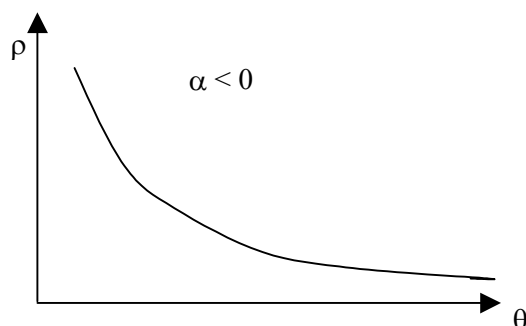


Fig. 2.12 Variación de la resistividad en función de la temperatura

Una representación simbólica de las bandas de energía características de este tipo de materiales es la siguiente:

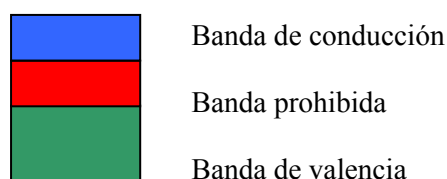


Fig. 2.13 Enlace covalente. Bandas energéticas

La banda prohibida, o salto energético a realizar por los electrones para estar libres, es intermedia, lo que indica que para temperaturas altas el material se comportará como un conductor, mientras que para temperaturas bajas se asemejará a un aislante.

Existe la posibilidad de aumentar la conducción de los elementos formados con enlaces covalentes mediante la técnica del **DOPADO**.

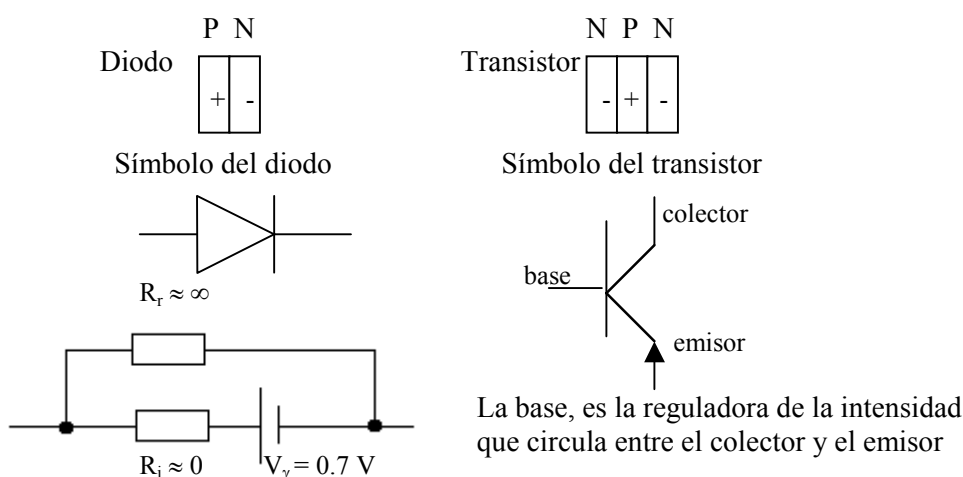
Hay dos formas de dopado: dopar con elementos pentavalentes (con 5 electrones en la última capa) o con elementos trivalentes (con 3 electrones en la última capa).

- **Dopado pentavalente:** consiste en mezclar átomos de fósforo, elemento pentavalente, con átomos de silicio. Una vez completada la mezcla, se forma el enlace covalente, pero por cada átomo de silicio (con 4 electrones en la última capa) que haya combinado con un átomo de fósforo (con 5 electrones en la última capa), quedará un electrón libre, al sólo poderse combinar cuatro electrones quedando el material cargado negativamente por el exceso de electrones y denominándose de tipo N.
- **Dopado trivalente:** consiste en mezclar átomos de boro, elemento trivalente, con átomos de silicio. Una vez completada la mezcla, se forma el enlace covalente, pero por cada átomo de silicio (con 4 electrones en la última capa) que se haya combinado con un átomo de boro (con 3 electrones en la última capa), quedará un hueco libre, al sólo poderse combinar tres electrones. El material quedará cargado positivamente por el exceso de huecos y se denominará de tipo P.

Es decir, el dopado consiste en añadir electrones o huecos con el fin de aumentar las características conductoras de los materiales covalentes con este aporte auxiliar de impurezas.

A los materiales no dopados se les conoce como **semiconductores intrínsecos**, mientras que los que han sufrido algún tipo de dopado, son **semiconductores extrínsecos**.

La unión de dos materiales, uno de tipo “N” y uno de tipo “P”, fue el primer elemento electrónico construido *el diodo*. Si la unión se realiza con tres materiales, podemos construir un transistor.



Esquema del diodo, sólo conduce en una dirección

Fig. 2.14 Unión de materiales tipo N y P. Diodo y transistor

2.2.1.4 Conclusiones sobre los tipos de enlace

Es importante notar que con el estudio de los enlaces químicos se ha comprobado la primera magnitud eléctrica, la intensidad, que hemos visto que era simplemente el movimiento de los electrones por el interior del material. Ésta es una idea muy importante, para comprender el funcionamiento de circuitos eléctricos tanto de baja tensión como en alta tensión.

Concretamente Coulomb, observando que el valor de la carga de un solo electrón era muy pequeña, propuso una unidad, a la que dio su nombre, que representara una carga ya significativa:

$$1\text{ C (coulomb)} = 6.023 \cdot 10^{23} \text{ electrones (número de Avogadro)}$$

Ampère adoptó esta cantidad para definir otra unidad importante, el amperio, el cual fue definido como el número de coulombs que circulaban por un determinado circuito en el tiempo de un segundo.

$$1\text{ A (ampère)} = \frac{C}{s} \quad [2.4]$$

2.2.1.5 Comportamiento de la resistencia en corriente continua o en alterna

¿Se comporta igual un material delante del paso de energía en su forma alterna o en su forma continua? Aparentemente la respuesta es afirmativa, sobre todo si nos fijamos en los parámetros que intervienen en la fórmula de la resistencia o resistividad. No obstante, esta afirmación rotunda se debe matizar, ya que la respuesta no es del todo inmediata.

Si aplicamos energía eléctrica a un circuito, se producirán una serie de reacciones que pasamos a detallar mediante las fórmulas eléctricas y magnéticas pertinentes.

- **Circuito eléctrico conectado en corriente continua**

Si conectamos un circuito a una fuente de corriente continua según la ley de Ohm se producirá una intensidad, que será también continua, ya que tanto resistencia como tensión lo son.

$$I = \frac{U_{cte}}{R_{cte}} = I_{cte} \quad [2.5]$$

La intensidad al pasar por el circuito creará una tensión magnética o fuerza magnetomotriz; esta fuerza magnetomotriz será también constante, ya que lo son tanto el número de vueltas como la intensidad:

$$\Theta^{AV} = N_{cte} \cdot I_{cte} = \Theta_{cte}^{AV} \quad [2.6]$$

Por la ley de Hopkinson podemos hallar el flujo generado en el conductor:

$$\phi = \frac{\Theta_{cte}^{AV}}{\mathfrak{R}_{cte}} = \phi_{cte} \quad \text{Con la reluctancia,} \quad \mathfrak{R} = \frac{l}{S \cdot \mu} \quad [2.7]$$

Siendo μ la permeabilidad del material (facilidad de circulación de las líneas de flujo magnético a través de un material). Ésta depende del tipo de material y de la temperatura, pero para oscilaciones normales de la temperatura el valor de μ puede considerarse constante.

Como son constantes tanto los amperios-vuelta como la reluctancia, el flujo también será constante; es decir, de una corriente continua sí se obtiene flujo, siendo éste además constante.

Finalmente, la tensión inducida en el cable vendrá dada por la ley de Faraday-Lenz. Nótese que ésta depende del número de espiras y de la variación del flujo, por tanto para una tensión continua tendremos:

$$e_{ind} = -N \frac{\partial \phi_{cte}}{\partial t} = 0 \quad [2.8]$$

Es decir, en continua no habrá ningún efecto inducido.

- **Circuito eléctrico conectado en corriente alterna**

Si ahora conectamos el conductor a un generador de corriente alterna tendremos, siguiendo las mismas fórmulas anteriores (ley de Ohm), una intensidad que ahora será alterna, ya que también lo es la tensión:

$$I = \frac{U_{\approx}}{R_{cte}} = I_{\approx} \quad [2.9]$$

La intensidad al pasar por el circuito crea una tensión magnética o fuerza magnetomotriz; ésta fuerza magnetomotriz será también variable, ya que la intensidad lo es:

$$\Theta^{AV} = N_{cte} \cdot I_{\approx} = \Theta_{\approx}^{AV} \quad [2.10]$$

Por la ley de Hopkinson podemos hallar el flujo generado en el conductor:

$$\phi = \frac{\Theta_{\approx}^{AV}}{\mathfrak{R}_{cte}} = \phi_{\approx} \quad \text{Con la reluctancia,} \quad \mathfrak{R} = \frac{l}{S \cdot \mu} \quad [2.11]$$

Siendo μ la permeabilidad del material.

Como los amperios-vuelta son variables, aunque la reluctancia sea constante, el flujo resultante será variable.

Finalmente, la tensión inducida en el cable vendrá dada por la ley de Faraday-Lenz. Nótese que ésta depende del número de espiras y de la variación del flujo, por tanto para una tensión variable tendremos:

$$e_{ind} = -N \frac{\partial \phi_{\approx}}{\partial t} = \text{valor} \quad [2.12]$$

Es decir, en alterna se creará una tensión inducida que además será contraria a la tensión que la produce (principio del efecto y la causa).

Los efectos de esta tensión inducida se dejarán sentir en la cantidad de corriente que atravesará un conductor. Así, con corriente continua, al no producirse ninguna tensión inducida, la intensidad sólo se verá afectada por la resistencia propia del material. Veamos un ejemplo de un conductor al que se le aplica una tensión de 10V en el sentido indicado en la figura.

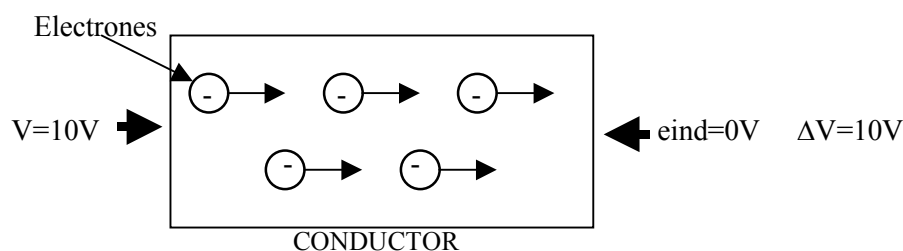


Fig. 2.15 Circuito conectado en corriente continua

Los electrones circularán solamente afectados por la resistencia del material y con una intensidad que dependerá del valor de tensión aplicada, en este caso 10V.

En cambio, cuando el circuito se conecta a corriente alterna, se produce una tensión inducida, que según la ley de Faraday-Lenz se opone a la causa que la produce; así por ejemplo para el caso anterior tendríamos, suponiendo una tensión inducida de 2V:

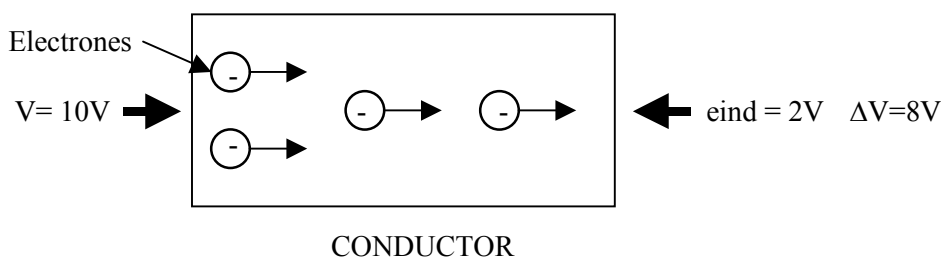


Fig. 2.16 Circuito conectado en corriente alterna

En este caso la diferencia de tensión ya no son 10V, sino 8V; esta disminución afecta a la circulación de los electrones, es decir, a la intensidad, siendo ésta menor para el mismo conductor y tensión aplicada. Todo ocurre como si la resistencia aumentase, aunque ésta permanece constante, pero como el efecto que observamos es una disminución de la intensidad para el mismo valor de la tensión aplicada, podemos expresarlo como un aumento de R.

El aumento de tensión inducida (aparentemente de resistencia), dependerá de la velocidad con que varíe el flujo (según la ley de Faraday-Lenz), y esta variación del flujo es directamente proporcional a la frecuencia. Por tanto, a mayor frecuencia, mayor variación del flujo, más tensión inducida y más oposición o resistencia al paso de la corriente eléctrica.

- Así, una primera conclusión será que la resistencia en alterna (resistencia dinámica) es mayor que la resistencia en continua, para unas mismas condiciones de funcionamiento y material.

$$r_{\text{alterna}} > R_{\text{continua}}$$

Sigamos con el estudio del comportamiento de los conductores cuando son conectados en continua o alterna.

La mayor parte de conductores destinados al transporte de la energía eléctrica, por necesidades de flexibilidad, no serán conductores macizos, sino formados por innumerables hilos; como hemos visto, a este tipo de conductor se le denomina *cable*. El efecto de la tensión inducida se producirá en cada uno de los hilos del cable por igual, ya que tendrán las mismas características físicas, pero si contemplamos el proceso en conjunto, los conductores centrales se verán más afectados por las líneas de campo magnético que los que se encuentran en la periferia.

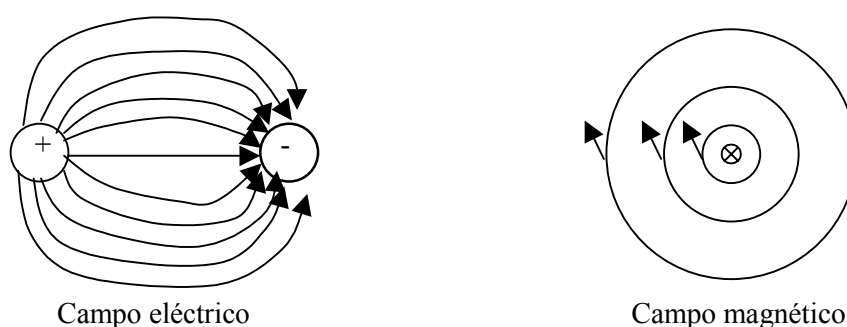


Fig. 2.17 Campo eléctrico y campo magnético. Distribución de líneas de fuerza

Así los conductores periféricos sólo se verán afectados por su flujo, mientras que los conductores centrales se verán afectados por el flujo propio más el flujo de todos los restantes hilos que los envuelven.

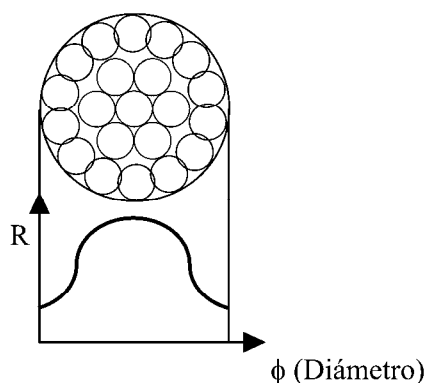


Fig. 2.18 Variación de la resistencia de un cable eléctrico en función del radio

Como en los hilos centrales existirán más líneas de flujo, en ellos será mayor la tensión inducida y por tanto la oposición o resistencia al paso de la corriente eléctrica, observándose una distribución de la resistencia en global como la indicada en la figura anterior. Es decir, el cable en su conjunto ofrecerá mayor resistencia en su parte central que en la periferia.

Esto nos lleva a dos nuevas conclusiones.

- En corriente continua, como no existe tensión inducida, la resistencia de un conductor será igual en toda su superficie. Los electrones se distribuirán de forma uniforme por todo el conductor.
- En corriente alterna, existe tensión inducida, y ésta es además más intensa en el centro de los conductores. Los electrones tenderán a desplazarse hacia la periferia, dejando el centro prácticamente libre de electrones.

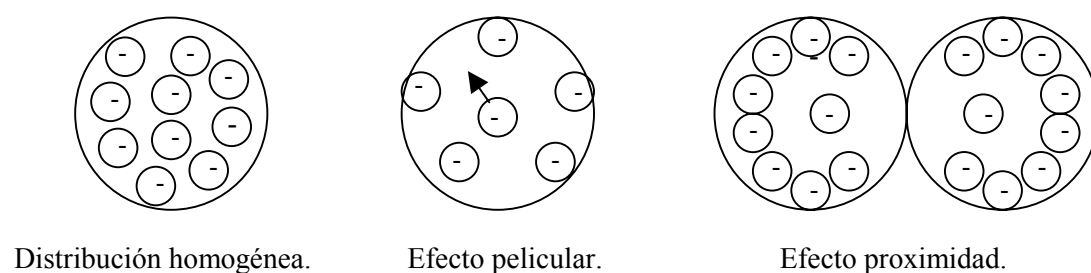


Fig. 2.19 Diversas distribuciones de los electrones en el interior de los cables

La observación de estas conclusiones, nos lleva a enunciar dos efectos que repercutirán en el comportamiento de los circuitos eléctricos si están conectados en alterna.

- Al efecto de que los electrones se distribuyan por la superficie del conductor dejando libre el interior del mismo se le denomina *efecto pelicular*, siendo de vital importancia en multitud de aplicaciones, como veremos en capítulos posteriores. Cabe recordar que este efecto depende de la frecuencia; cuanto mayor sea ésta, mayor será el efecto; aun a frecuencias industriales (50Hz), este efecto ya se manifiesta.
- Hay otro efecto, aunque de menor importancia, el *efecto proximidad*: éste ocurre cuando dos cables paralelos están demasiado cerca y en los dos se da el efecto pelicular. Como los dos cables disponen en su superficie de electrones, que son de carga negativa y recordando que cargas del mismo signo se repelen, existirá una repulsión mutua entre los electrones que deformará el efecto pelicular.

2.2.1.6 Materiales empleados en la construcción de líneas aéreas

El material empleado en electricidad por excelencia es el cobre. Es un material dúctil, muy buen conductor y bastante fácil de manejar, en otras palabras un material sin problemas.

No existiría razón para suplirlo si no fuera simplemente porque su uso se ha extendido tanto como su precio. Al ser utilizado en la construcción de todas las máquinas eléctricas, los circuitos de baja tensión, las líneas de transporte de energía eléctrica, etc., su valor ha ido aumentando, lo que ha estimulado la búsqueda nuevos de materiales alternativos.

Algunas de las características eléctricas y mecánicas de algunos materiales susceptibles de ser empleados en electricidad son las siguientes:

- Cobre: Resistividad $\Rightarrow \rho = 0.0176 \, \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
Densidad $\Rightarrow \delta = 8.9 \, \text{kg/dm}^3$
Fuerza a la tracción: $\Rightarrow \chi = 28 \, \text{kg/cm}^2$

- Aluminio: Resistividad $\Rightarrow \rho = 0.0260 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
 Densidad $\Rightarrow \delta = 2.7 \text{ kg/dm}^3$
 Fuerza a la tracción: $\Rightarrow \chi = 14 \text{ kg/cm}^2$
- Acero: Resistividad $\Rightarrow \rho = 0.0350 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
 Densidad $\Rightarrow \delta = 7.8 \text{ kg/dm}^3$
 Fuerza a la tracción: $\Rightarrow \chi = 42 \text{ kg/cm}^2$

El primer material que se empleó como sustituto para el cobre fue el aluminio. Es un material con una resistividad mayor que la del cobre, pero sigue siendo buen conductor; es menos pesado y presenta un precio sustancialmente más bajo. Si los comparamos tendremos:

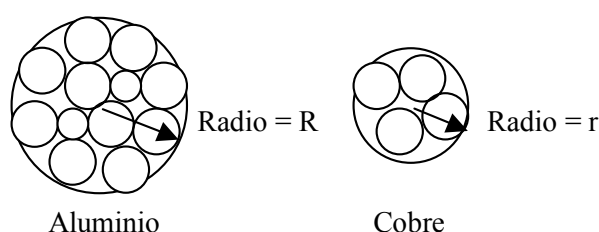


Fig. 2.20 Comparación entre conductores de cobre y aluminio a igualdad de resistencia

- A igualdad de resistencia eléctrica, el cable de aluminio será de mayor tamaño, debido a que es peor conductor.
- Aun con su mayor tamaño, el cable de aluminio será a igualdad de resistencia eléctrica, la mitad de pesado. Esto es una gran ventaja, tanto para el transporte como para su colocación en las altas torres metálicas.
- También a igualdad de resistencia, el cable de aluminio será más económico que el cable de cobre.
- Menor efecto corona por disponer de más diámetro el cable de aluminio.
- Pero debido a su bajo poder a la tracción, el aluminio no puede tensarse, lo que lo imposibilita para ser utilizado como conductor en las líneas eléctricas.

¿Cómo se podía resolver este problema, si todo eran ventajas para el uso del aluminio? Se pensó en utilizar el aluminio mezclado con otro material, como por ejemplo el acero, pero el acero es realmente un mal conductor y mermaría sobremanera la conducción. Aunque si se unían los dos materiales formando una aleación, es decir, fabricando los conductores de aluminio, pero con la parte central constituida por un alma de acero, el problema podía resolverse. Concretamente, el alma de acero sería la encargada de soportar los esfuerzos de tracción, mientras que los hilos de aluminio transportarían por su parte la corriente. Además, recordando que gracias al efecto pelicular, por el centro del conductor pasaría muy poca intensidad (aunque fuera de acero), la conducción, realmente, no se vería prácticamente mermada, siendo las nuevas condiciones de funcionamiento las siguientes:

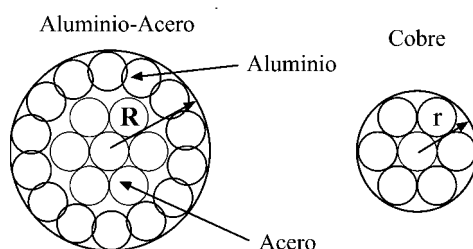


Fig. 2.21 Comparación de tamaños entre el cable de aluminio-acero y el cable de cobre

- A igualdad de resistencia eléctrica, el cable de aluminio-acero sigue siendo de mayor tamaño debido a que es menos conductor.
- Aun con su mayor tamaño, el cable de aluminio-acero será, a igualdad de resistencia eléctrica, un tercio menos pesado, lo que representa una gran ventaja tanto para el transporte como para su colocación.
- También a igualdad de resistencia, el cable de aluminio-acero sigue siendo más económico que el cable de cobre.
- Menor efecto corona al disponer de más diámetro el cable de aluminio-acero.
- Todo el poder de tracción se lo dará el alma de acero, sirviendo el aluminio como conductor exclusivamente.

Finalmente, una clasificación de las resistencias según el material constructivo que se emplee servirá para sentar las bases teórico-prácticas:

a) **Metálicas:** El material utilizado tiene generalmente forma de hilo o cinta, que en este caso reciben el nombre de *resistencias bobinadas*. El hilo o las cintas están enrolladas sobre un soporte de material aislante. El hilo es generalmente de una aleación que contiene dos o más elementos, como pueden ser el cobre, el hierro, el níquel, el cromo, el cinc o el manganeso.

b) **No metálicas:** La sustancia utilizada es el carbón o el grafito, los cuales tienen una elevada resistencia específica. Por esta razón pueden construirse de menor tamaño que las resistencias bobinadas.

2.3 Inductancia. Campo magnético. Cálculo de la inductancia

2.3.1 Introducción

El concepto de inductancia fue estudiado y descubierto por Faraday en 1831. De forma general, la inductancia es la propiedad de un elemento del circuito que aprovecha la capacidad de la energía de almacenarse en una bobina en forma de campo magnético. Sin embargo, una característica importante y distintiva de la inductancia es que, se manifiesta su existencia en un circuito sólo cuando existe corriente alterna. Así, aunque un elemento pueda tener inductancia en virtud de sus propiedades geométricas y magnéticas, su presencia en el circuito no se percibe a menos que haya un cambio de la corriente en función del tiempo (corriente alterna, AC) dependiendo este campo magnético de la intensidad.

Cuando una corriente circula por un circuito eléctrico, los campos magnético y eléctrico que se forman nos explican algo sobre las características del circuito. En la siguiente figura se representa una línea bifilar abierta y los campos magnéticos y eléctricos asociados a ella.

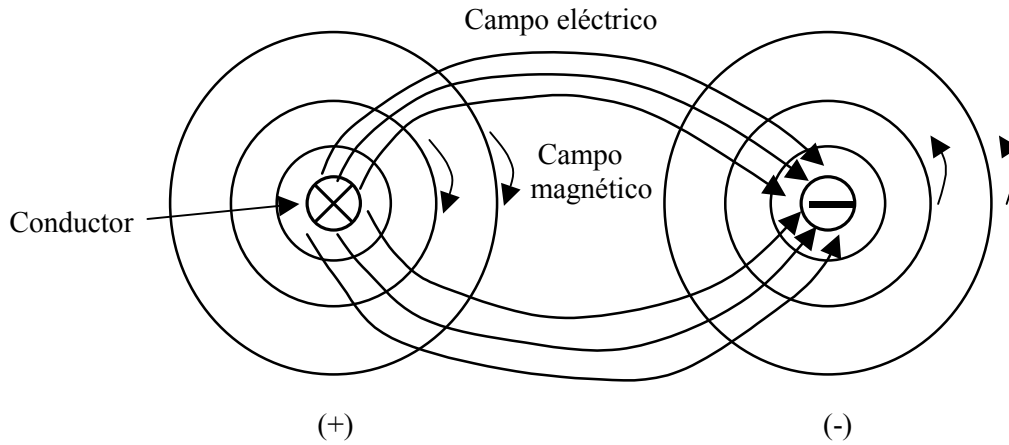


Fig. 2.22 Campos magnéticos y eléctricos asociados a una línea bifilar

Las líneas de flujo magnético forman anillos cerrados que rodean a cada conductor; las líneas del campo eléctrico nacen en las cargas positivas, sobre un conductor, y van a parar a las cargas negativas, sobre el otro conductor. Toda variación de la corriente que pasa por los conductores produce una variación en el número de las líneas de flujo magnético que atraviesan el circuito. Por otra parte, cualquier variación de éste induce una fuerza electromotriz (f.e.m.) en el circuito, siendo esta fuerza proporcional a la velocidad de variación del flujo. La inductancia es la propiedad de un circuito que relaciona la f.e.m. inducida (por la variación de flujo) con la velocidad de variación de la corriente (frecuencia).

Campos magnéticos $\Rightarrow$

$$\text{Ley de Ampere: } \oint \vec{H} \cdot d\vec{L} = \sum i \quad [2.13]$$

Esta es la ley fundamental en el estudio de los campos magnéticos. No obstante, derivadas de esta ley, existen otras expresiones más interesantes para el cálculo de las líneas eléctricas a nivel industrial.

Así, y recordando que la inductancia es:

$$L = N \cdot \frac{d\Phi}{di} \quad d\Phi = \frac{L}{N} \cdot di \quad [2.14]$$

Entonces:

$$e_{ind} = -N \cdot \frac{d\Phi}{dt} = -N \cdot \frac{L}{N} \cdot \frac{di}{dt} = -L \cdot \frac{di}{dt} \quad [2.15]$$

Despejando L , obtendremos otra expresión de la inductancia:

$$\boxed{L = -\frac{e_{ind}}{di/dt}} \Rightarrow L = N \cdot \frac{\Phi}{I} = \frac{N \cdot \frac{\theta^{AV}}{\mathfrak{R}}}{I} = \frac{N \cdot N \cdot I}{\mathfrak{R} \cdot I} \Rightarrow \boxed{L = \frac{N^2}{\mathfrak{R}}} \quad [2.16]$$

La primera expresión es la fórmula exacta de la inductancia y nos indica cuál es la relación, cambiada de signo, entre la tensión inducida por un campo magnético en un circuito, en función de la velocidad con la que varía la intensidad.

Una segunda expresión, la ecuación de la derecha, es una aproximación de la primera, aunque ampliamente aceptada. En ella se observa que la inductancia depende del número de espiras o vueltas de un conductor, dividido por el valor de la reluctancia, que como vimos depende del material empleado.

Cabe recordar que la inductancia se mide en H (Henrios), y para las aplicaciones eléctricas es mejor emplear Ω . El paso de una unidad a la otra se realiza multiplicando la inductancia por la pulsación, en radianes por segundo, obteniéndose la reactancia inductiva.

$$\text{Reactancia inductiva } (\Omega): \quad X_L = \omega \cdot L = 2\pi \cdot f \cdot L \quad [2.17]$$

En corriente continua DC la frecuencia es nula, ya que no hay variación de la corriente respecto el tiempo. Esto implica que la reactancia inductiva sea también nula.

$$\boxed{\text{DC} \rightarrow f = 0 \rightarrow X_L = 0} \quad [2.18]$$

En cambio, en corriente alterna AC la reactancia inductiva es diferente de cero, ya que en este caso, sí tenemos frecuencia debido al cambio de la corriente con el tiempo.

$$\boxed{\text{AC} \rightarrow f = 50 \rightarrow X_L = 2\pi \cdot 50 \cdot L \neq 0} \quad [2.19]$$

Analizando la expresión de la impedancia de un circuito, obtenemos diferentes valores para ésta según sea corriente continua o alterna.

$$\left. \begin{array}{l} \text{DC} \rightarrow \vec{Z} = (R_{SI} + jX_{NO}) = R \\ \text{AC} \rightarrow \vec{Z} = (R_{SI} + j \cdot X_{SI}) \end{array} \right\} \quad \boxed{Z_{DC} < Z_{AC}} \quad [2.20]$$

En corriente continua no tendremos reactancia inductiva (X_L), por lo que la impedancia será menor que en corriente alterna. En los dos casos tendremos la misma resistencia.

Esta es una conclusión importante, ya que nos indica que existirá una mayor oposición al paso de los electrones (intensidad) en corriente alterna que en corriente continua.

2.3.2 Inductancia de una línea eléctrica

La inductancia industrial de una línea se determina en henrios (H), utilizando la siguiente expresión:

$$L = \left[\frac{\mu}{2 \cdot n} + 2 \cdot \ln \left(\frac{D_e}{r_e} \right) \right] \cdot l \cdot 10^{-4} \cdot \text{long} \quad [H] \quad [2.21]$$

Donde,

- n: número de cables por fase
- D_e : distancia media geométrica entre fases
- R_e : radio equivalente
- l: longitud de la línea
- μ : permeabilidad

La inductancia en las líneas se acostumbra a determinar en H/Km, de forma que la expresión anterior queda de la siguiente forma:

$$L_K = \left[\frac{\mu}{2 \cdot n} + 2 \cdot \ln \left(\frac{D_e}{r_e} \right) \right] \cdot 10^{-4} \quad [H/Km] \quad [2.22]$$

Pasando de logaritmos neperianos a logaritmos decimales, obtenemos:

$$L_K = \left[\frac{\mu}{2 \cdot n} + 4'6 \cdot \log \left(\frac{D_e}{r_e} \right) \right] \cdot 10^{-4} \quad [H/Km] \quad [2.23]$$

La permeabilidad depende de las características del material y de las condiciones eléctricas a las que esté sometido:

Permeabilidad:	$\mu = \mu_0 \cdot \mu_r$	$\mu = 1 \Rightarrow \text{Cu, Al, aleaciones}$ $\mu = 200 \Rightarrow \text{Acero galvanizado}$
Permeabilidad absoluta:	$\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$	
Permeabilidad relativa:	$\mu_r \rightarrow (\text{Tablas,...})$	

Como normalmente se utilizan conductores de cobre o aluminio o aleaciones de éste último, y prácticamente todos tienen el mismo coeficiente de permeabilidad, podemos substituir este valor en la fórmula anterior, obteniendo:

$$L_K = \left[\frac{1}{2 \cdot n} + 4'6 \cdot \log \left(\frac{D_e}{r_e} \right) \right] \cdot 10^{-4} \quad [H/Km] \quad [2.24]$$

Ésta es la fórmula en la que nos basaremos para expresar la inductancia de los diferentes circuitos. Esta inductancia depende del radio equivalente (r_e) y de la distancia media geométrica entre fases (D_e); estas dos magnitudes son función de la geometría del circuito, y por tanto, de la disposición de los cables en la torre metálica.

2.3.3 Disposiciones más comunes de los circuitos eléctricos en torres de transporte de energía eléctrica

Vamos a definir el radio equivalente y la distancia media geométrica entre fases en función de las características de los circuitos eléctricos de transporte de energía eléctrica más usuales.

Radio equivalente: La fórmula general del radio equivalente se muestra a continuación:

$$r_{eq} = R \cdot \sqrt[n]{\frac{r \cdot n}{R}} \quad r_e = \sqrt[n]{\frac{r \cdot n \cdot R^n}{R}} = \sqrt[n]{r \cdot n \cdot R^{n-1}} \quad [2.25]$$

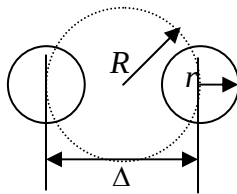
Para cada una de las configuraciones posibles tendremos:

- Para un conductor (n=1):



$$r_1 = \sqrt[1]{r \cdot 1 \cdot R^0} = r \quad [2.26]$$

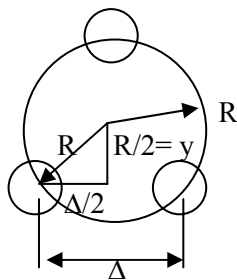
- Para 2 conductores (n=2):



$$2R = \Delta \quad R = \frac{\Delta}{2}$$

$$r_2 = \sqrt[2]{r \cdot 2 \cdot R} = \sqrt{2r \cdot \frac{\Delta}{2}} = \sqrt{r \cdot \Delta} \quad [2.27]$$

- Para 3 conductores (n=3):



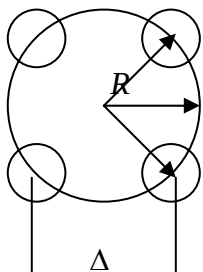
$$\left(\frac{R}{2}\right)^2 + \left(\frac{\Delta}{2}\right)^2 = R^2 \quad \text{Ya que: } y = \cos 60^\circ \cdot R = \frac{R}{2}$$

$$4 \frac{R^2}{4} + 4 \frac{\Delta^2}{4} = R^2 \cdot 4 \quad \text{Entonces: } R^2 + \Delta^2 = 4R^2$$

$$\Delta^2 = 3R^2 \quad \text{Siendo: } R = \frac{\Delta}{\sqrt{3}}$$

$$r_3 = \sqrt[3]{3 \cdot r \cdot R^2} = \sqrt[3]{3 \cdot r \cdot \frac{\Delta^3}{3}} = \sqrt[3]{r \cdot \Delta^2} \quad [2.28]$$

- Para 4 conductores (n=4):



$$R^2 + R^2 = \Delta^2$$

$$2R^2 = \Delta^2 \rightarrow R = \frac{\Delta}{\sqrt{2}}$$

$$r_4 = \sqrt[4]{4 \cdot r \cdot R^3} = \sqrt[4]{4 \cdot r \cdot \frac{\Delta^3}{(\sqrt{2})^3}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot \Delta^3 \cdot r} \quad [2.29]$$

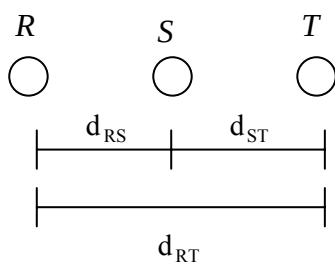
Estas configuraciones representan a los circuitos eléctricos convencionales. Los más importantes se han representado en la siguiente figura; es importante notar que ésta sería la disposición de los cables en las torres eléctricas.

Simple	Dúplex	Tríplex	Cuádruplex	
$\begin{array}{ccc} R & S & T \\ \circ & \circ & \circ \end{array}$	$\begin{array}{ccc} R & S & T \\ \circ \circ & \circ \circ & \circ \circ \end{array}$	$\begin{array}{ccc} & R & \\ \circ & \circ & \circ \\ & S & T \end{array}$	$\begin{array}{ccc} R & & S \\ \circ \circ & & \circ \circ \\ & T & \\ & \circ \circ & \end{array}$	$\left. \begin{array}{c} \rightarrow 1 \text{ circuito} \\ \rightarrow 2 \text{ circuitos} \end{array} \right\}$
$\begin{array}{ccc} R_o & \circ & T' \\ S_o & & S' \\ T_o & \circ & R' \end{array}$	$\begin{array}{ccc} R & T' & \\ \circ \circ & \circ \circ & \\ S & & S' \\ T & R' & \\ \circ \circ & \circ \circ & \end{array}$	$\begin{array}{ccc} & R & T' \\ \circ & \circ & \circ \\ & S & S' \\ \circ & \circ & \\ & T & R' \end{array}$	$\begin{array}{ccc} R & T' & \\ \circ \circ & \circ \circ & \\ S & & S' \\ T & R' & \\ \circ \circ & \circ \circ & \end{array}$	

$$L_K = \left[\frac{1}{2 \cdot n} + 4'6 \cdot \log \frac{D_e}{r_e} \right] \cdot 10^{-4} \quad \left[\frac{\text{H}}{\text{Km}} \right] \quad [2.30]$$

Para poder aplicar la fórmula de la inductancia de una línea (L_K), es necesario conocer la distancia media geométrica entre fases (D_e), además del radio equivalente explicado (r_e) y (n) o número de cables que existen por fase.

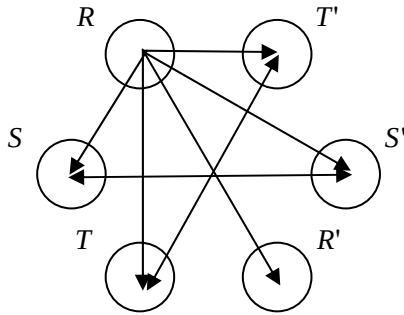
- Para 1 circuito:



$$D_{e_{1\text{circuito}}} = \sqrt[3]{d_{RS} \cdot d_{ST} \cdot d_{RT}} \quad [\text{m}] \quad [2.31]$$

- Para 2 circuitos:

$$D_{e_{2\text{circuitos}}} = \sqrt[3]{d_R \cdot d_S \cdot d_T} \quad [\text{m}] \quad [2.32]$$



$$d_R = \frac{\sqrt[2]{d_{RS} \cdot d_{RT} \cdot d_{RS'} \cdot d_{RT'}}}{d_{RR'}}$$

$$d_S = \frac{\sqrt[2]{d_{SR} \cdot d_{ST} \cdot d_{SR'} \cdot d_{ST'}}}{d_{SS'}}$$

$$d_T = \frac{\sqrt[2]{d_{TR} \cdot d_{TS} \cdot d_{TR'} \cdot d_{TS'}}}{d_{TT'}}$$

Aplicando las fórmulas obtenidas anteriormente, podemos determinar de forma genérica la expresión matemática que tendremos que aplicar en un circuito con diversos números de conductores por fase. Recordamos que el número de circuitos es el número de fases repetidas y no el número de conductores que hay por fase.

- Para 1 circuito:

$$L_{K1} = \left[0'5 + 4'6 \log \cdot \frac{D_e}{r} \right] \cdot 10^{-4} \quad \begin{array}{ccc} R & S & T \\ \circ & \circ & \circ \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{Simple} \\ [2.33] \end{array}$$

$$L_{K2} = \left[0'25 + 4'6 \log \cdot \frac{D_e}{\sqrt{\Delta} \cdot r} \right] \cdot 10^{-4} \quad \begin{array}{ccc} \circ \circ & \circ \circ & \circ \circ \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{Dúplex} \\ [2.34] \end{array}$$

$$L_{K3} = \left[0'166 + 4'6 \log \frac{D_e}{\sqrt[3]{\Delta^2} \cdot r} \right] \cdot 10^{-4} \quad \begin{array}{ccc} \circ \circ & \circ \circ & \circ \circ \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{Tríplex} \\ [2.35] \end{array}$$

$$L_{K4} = \left[0'125 + 4'6 \log \frac{D_e}{\sqrt[4]{\Delta^3} \cdot r \cdot \sqrt{2}} \right] \cdot 10^{-4} \quad \begin{array}{ccc} \circ \circ & \circ \circ & \circ \circ \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{Cuádruplex} \\ [2.36] \end{array}$$

- Para 2 circuitos:

Cuando existan dos circuitos, los cálculos del coeficiente de inducción se realizará aplicando las mismas fórmulas anteriores (las dadas para un circuito), con sólo cambiar la expresión de la distancia media geométrica por fases, referida ahora a dos circuitos.

- Cálculo de la reactancia total:

Una vez hemos determinada la inductancia (de un o dos circuitos) por Km (L_K) de línea, calcularemos la inductancia total con sólo multiplicar esta inductancia por la longitud de la línea en Km.

$$L[H] = L_k \left[\frac{H}{km} \right] \cdot Long[km] \quad [2.37]$$

A continuación la reactancia inductiva (X_L) de la línea será:

$$X_L = L \cdot \omega \quad [\Omega] \quad [2.38]$$

Donde:

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$$

F = frecuencia en Hz.

Finalmente, dependiendo del número de circuitos, la reactancia inductiva nos vendrá dada por:

- Para 1 circuito:

$$X_L = L \omega \quad [\Omega] \quad [2.39]$$

- Para 2 circuitos:

$$X_L = \frac{1}{2} \cdot X_{L_{1 \text{ circuito}}} \quad [\Omega] \quad [2.40]$$

- Para “n” circuitos:

$$X_L = \frac{1}{n} \cdot X_{L_{1 \text{ circuito}}} \quad [\Omega] \quad [2.41]$$

Con las fórmulas explicadas, es posible determinar la inductancia, y por tanto la reactancia inductiva, de la mayor parte de las líneas aéreas instaladas. Para un mayor número de conductores por fase (caso no demasiado usual), las fórmulas se deducen de igual forma pero considerando el número de conductores requerido.

2.4 Cuestiones y problemas

Cuestiones

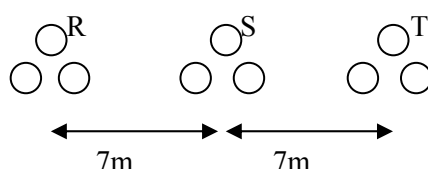
- 1 ¿Cuáles son los parámetros eléctricos que definen cualquier circuito eléctrico? ¿Cómo están divididos? Indíquense unidades y magnitudes.

- 2 Anotar fórmulas y unidades de las siguientes magnitudes: resistencia, reactancia inductiva, impedancia, conductancia, susceptancia y admitancia.
- 3 ¿Qué es la resistencia de un conductor eléctrico? ¿Por qué entre una barra de madera y una de cobre, suponiendo igualdad de dimensiones, se presentan valores de resistencia diferentes? ¿Coincide la resistencia real con la teórica de un conductor macizo? ¿Y coinciden estas resistencias si se trata de un cable formado por hilos?
- 4 Los conductores de las líneas aéreas son de dimensiones considerables para poder transportar las grandes cantidades de energía a ellos encomendados. ¿Cómo se consigue, a pesar de estas dimensiones, que los conductores sigan presentando una cierta flexibilidad? ¿La longitud y la sección teórica dadas para estos nuevos conductores, coinciden con su longitud y sección real? Razonar la respuesta.
- 5 La resistividad depende de la temperatura y del tipo de material empleado ¿Se puede afirmar que con aumentos de temperatura la resistividad siempre aumenta? Razonar la respuesta.
- 6 La electricidad son electrones en movimiento. ¿A qué equivale un coulomb?. ¿Y un amperio? ¿Cuál es la carga eléctrica de un electrón, y su masa?
- 7 ¿Cómo se solventó el problema de que la resistividad dependa de la temperatura, a la hora de proporcionar tablas sobre los diversos materiales? Razonar la respuesta.
- 8 Explicar brevemente el enlace químico iónico. Indicar las propiedades físico-químicas y eléctricas que se derivan del citado enlace.
- 9 Explicar brevemente el enlace químico metálico. Indicar las propiedades físico-químicas y eléctricas que se derivan del citado enlace.
- 10 Explicar brevemente el enlace químico covalente. Indicar las propiedades físico-químicas y eléctricas que se derivan del citado enlace.
- 11 ¿Qué es el dopado? ¿Tipos de dopado? ¿Qué son los materiales intrínsecos y extrínsecos?
- 12 ¿Es igual la resistencia de un conductor si lo conectamos en corriente continua (DC), o bien por el contrario, lo conectamos en corriente alterna (AC)? ¿Cómo afectará esta conexión al valor de la intensidad? Razonar la respuesta.
- 13 Explicar el efecto pelicular. ¿A qué es debido? ¿De qué depende? ¿Cuáles son las consecuencias inmediatas de este efecto? ¿Cómo es la distribución de los electrones en el interior de un conductor cuando éste se conecta en corriente continua?
- 14 ¿Existe flujo magnético en un conductor conectado en corriente continua? ¿Y fuerza electromotriz inducida? Razonar la respuesta.
- 15 Explicar el efecto proximidad. ¿A qué es debido? ¿De qué depende? ¿Cuáles son las consecuencias inmediatas de este efecto? ¿La distribución de electrones en el conductor es homogénea en corriente alterna?
- 16 ¿Existe flujo magnético en un conductor conectado en corriente alterna?. ¿Y fuerza electromotriz inducida? Razonar la respuesta.
- 17 ¿Por qué no pudo utilizarse el aluminio sólo para la construcción de líneas de transporte de energía eléctrica? Los cables de aleación aluminio-acero constituyen una buena alternativa al cobre, pero ¿cuáles son las características principales que diferencian estos dos tipos de cables?
- 18 La resistencia de un conductor con un material determinado se obtiene en tablas (por km de línea). Si una línea de transmisión de energía dispone de dos circuitos tríplex, ¿cómo se verá afectado el valor de la resistencia hallado en tablas para el conductor calculado?
- 19 ¿Qué tipos de resistencias más importantes existen según el material constructivo que se emplee? ¿Cuáles son sus características principales? ¿Y sus aplicaciones?
- 20 En una bobina: ¿qué es la inductancia? ¿Cuáles son las leyes principales por las que se rige? ¿En qué forma se almacena la energía en la misma?
- 21 ¿Influye el efecto inductivo de la bobina si se conecta en corriente alterna o en continua? ¿Qué lugar ocupa la inductancia en el conjunto de la impedancia? (Indicar fórmulas, magnitudes y unidades.)

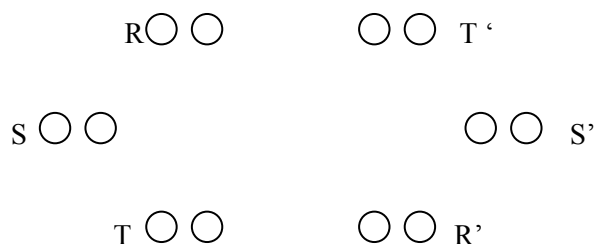
- 22 Indicar qué fórmulas se aplicarían para hallar la inductancia por km de una línea eléctrica formada por dos circuitos tríplex.
- 23 ¿Es cierta la siguiente afirmación? Cuando existe más de un circuito en una línea de transmisión de energía, la reactancia total por fase de un circuito se debe multiplicar por el número de circuitos existentes. Razonar la respuesta.
- 24 El cálculo de la distancia media geométrica entre fases: ¿es diferente si se trata de un circuito dúplex, o de un circuito cuádruplex? ¿Y si el cálculo es entre una línea con un circuito simple o con dos circuitos simples? Razonar las respuestas dando las fórmulas necesarias.
- 25 El radio equivalente se define como el radio que abarcaría a todos los conductores que forman una fase de una línea eléctrica de transporte. Dedúzcase matemáticamente el radio equivalente para un circuito tríplex.
- 26 La inductancia por km hallada con las fórmulas dadas en el capítulo se mide en henrios. Para el cálculo de líneas aéreas, interesa que ésta venga expresada en Ω . ¿Cómo se efectúa la transición de unidades? ¿Qué magnitud se obtiene?

Problemas

- 1 Disponemos de una línea eléctrica formada por dos circuitos tríplex, contruidos con conductores tipo cóndor. Si la longitud de la línea es de 132 km, ¿cuál será la resistencia total por fase de la línea?
- 2 Disponemos de una línea eléctrica formada por dos circuitos dúplex, contruidos con conductores tipo gaviota. Si la longitud de la línea es de 82 km, ¿cuál será la resistencia total por fase de la línea?
- 3 Disponemos de una línea eléctrica formada por un circuito tríplex con conductores halcón. La figura siguiente muestra la disposición de los cables. Hallar la inductancia por fase si la línea tiene una longitud de 165 km. (La distancia entre conductores de una misma fase es de 400 mm.)

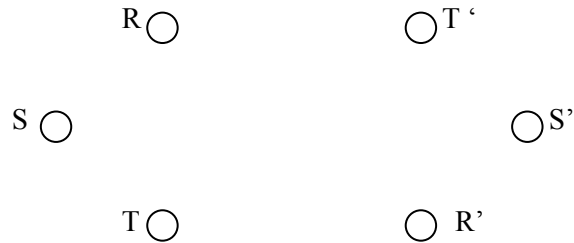


- 4 Disponemos de una línea eléctrica formada por dos circuitos dúplex con conductores gaviota. La figura siguiente muestra la disposición de los cables. Hallar la inductancia por fase si la línea tiene una longitud de 238 km. (La distancia entre conductores de una misma fase es de 400 mm.)



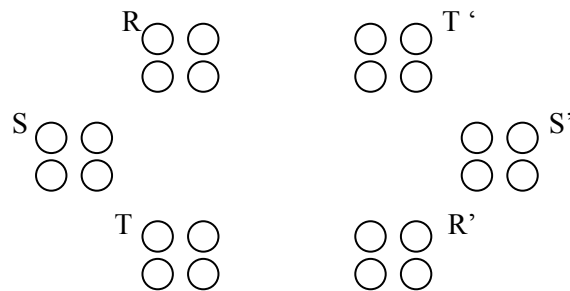
Las distancias son: $d_{RS} = 8m$ $d_{RT} = 15m$ $d_{RR'} = 18m$ $d_{RS'} = 15m$ $d_{RT'} = 10m$ $d_{SS'} = 16m$

- 5 Disponemos de una línea eléctrica formada por dos circuitos simples con conductores cóndor. La figura siguiente muestra la disposición de los cables. Hallar la inductancia por fase si la línea tiene una longitud de 96 km. (La distancia entre conductores de una misma fase es de 400 mm.)



Las distancias son: $d_{RS} = 6.32\text{m}$ $d_{RT} = 12\text{m}$ $d_{RR'} = 15.62\text{m}$ $d_{RS'} = 11.67\text{m}$ $d_{RT'} = 10\text{m}$ $d_{SS'} = 14\text{m}$

- 6 Disponemos de una línea eléctrica formada por dos circuitos cuádruplex con conductores gaviota. La figura siguiente muestra la disposición de los cables. Hallar la inductancia por fase si la línea tiene una longitud de 136 km. (La distancia entre conductores de una misma fase es de 400 mm.)



Las distancias son: $d_{RS} = 8.54\text{m}$ $d_{RT} = 16\text{m}$ $d_{RR'} = 18.86\text{m}$ $d_{RS'} = 15.26\text{m}$ $d_{RT'} = 10\text{m}$ $d_{SS'} = 16\text{m}$

3 Parámetros eléctricos transversales. (Capacidad y conductancia)

3.1 Capacidad. Efecto *Ferranti*. Cálculo de la capacidad

3.1.1 Introducción

Este es el primero de los dos parámetros transversales que forman las líneas eléctricas. La capacidad de una línea de transmisión de energía eléctrica es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores que la forman. Esta diferencia de potencial origina que los conductores se carguen de la misma forma que las placas de un condensador cuando entre ellos aparece una diferencia de potencial. La capacidad entre conductores paralelos es la carga por unidad de diferencia de potencial, siendo una constante que depende del tamaño de los conductores y de su distancia de separación. El efecto de la capacidad suele ser pequeño y despreciable en líneas eléctricas con menos de 80 km de longitud, aunque para líneas de mayor longitud es un parámetro que se debe tener presente.

Un voltaje alterno, en una línea de transmisión, tiene como consecuencia que la carga en los conductores aumente o disminuya con el aumento o disminución del valor instantáneo del voltaje, entre los conductores y en ese punto. La corriente es un flujo de cargas, y la corriente que se origina por las cargas y descargas alternas de una línea debidas al voltaje alterno se denomina *corriente de carga de la línea*. Como la capacidad es una derivación entre conductores, la corriente de carga fluye en una línea de transmisión aun con ésta abierta (circuito abierto). La capacidad afecta tanto a la caída de voltaje a lo largo de la línea como a su eficiencia, a su factor de potencia, y finalmente, a la estabilidad del sistema del cual la línea forma parte.

La base para el análisis de la capacidad es la ley de Gauss para campos eléctricos. Esta ley establece que la carga eléctrica total dentro de una superficie cerrada es igual al flujo eléctrico total que sale o entra de la superficie. En otras palabras, la carga total dentro de una superficie cerrada es igual a la integral sobre la superficie de la componente normal de la densidad de flujo eléctrico.

$$\iint B \cdot ds = \sum Qi \quad [3.1]$$

Las líneas de flujo eléctrico tienen su origen en las cargas positivas y terminan en las negativas. La densidad de carga perpendicular a la superficie se designa B y es igual a ϵE , donde ϵ es la permitividad del material que rodea a la superficie, y E es la intensidad de campo eléctrico.

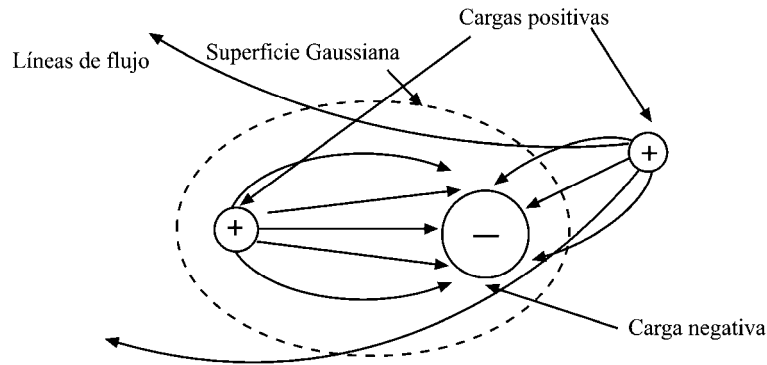


Fig. 3.1 Ley de Gauss. Superficie gaussiana que encierra a unas cargas eléctricas

Nótese que las líneas que no acaban o terminan en el interior de la superficie gaussiana no cuentan, ya que entran pero vuelven a salir atravesando la superficie. Es decir, sólo contarán las líneas que entran o salen de la superficie gaussiana sin retorno. Si en el interior hay más de una carga, primeramente se equilibrarán entre ellas, atravesando la superficie exterior sólo las líneas de flujo sobrantes, es decir, las que representan a la carga equivalente.

Hay otras fórmulas útiles para expresar la capacidad de un circuito derivadas de la anterior. Concretamente la capacidad de una línea con dos conductores se define como la carga sobre los conductores por unidad de la diferencia de tensión entre ellos. En forma de ecuación, la capacidad por unidad de longitud de la línea es:

$$C = \frac{q}{v} \text{ (faradio / metro)} \quad [3.2]$$

Donde q es la carga sobre la línea en coulombs por metro y v es la diferencia de potencial entre los conductores en voltios.

La capacidad depende de las condiciones geométricas existentes, y de los materiales constructivos, es por tanto para un circuito dado una constante independiente de las condiciones eléctricas o magnéticas que puedan existir.

Una fórmula que permite el paso de faradios (F) a ohmios (Ω) es, al igual que en el caso de la inductancia, la reactancia, pero esta vez capacitiva:

$$X_c = \frac{1}{\omega \cdot C} = \frac{1}{2\pi f \cdot C} \langle \Omega \rangle \quad [3.3]$$

Esta reactancia capacitiva, combinada con la resistencia, forma la impedancia del circuito:

$$Z = (R - jX_c) = Z \langle -\varphi \rangle \quad [3.4]$$

también con unidades de ohmios.

Finalmente cabe recordar que la reactancia inductiva es de signo positivo, mientras que la reactancia capacitiva es de signo negativo, siendo éste el motivo por el cual para compensar el efecto inductivo o capacitativo se emplean condensadores o bobinas respectivamente.

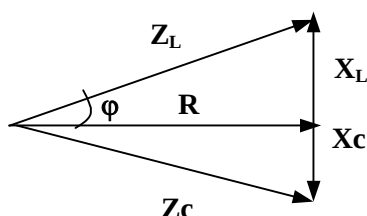


Fig. 3.2 Impedancia. Resistencia, reactancia inductiva y reactancia capacitiva

3.1.2 Condensadores

Si cortamos un cable y separamos sus dos extremos una distancia de un centímetro, necesitaremos 10.000 voltios para que los electrones puedan saltar entre estos extremos a través del aire (en condiciones normales). Si somos capaces de montar, a una distancia lo suficientemente grande para impedir que estos electrones salten, dos conductores metálicos con tensión, se habrá construido un condensador. Si en vez de los terminales del conductor, soldamos a los extremos de los mismos unas placas metálicas, obtendremos una mayor superficie para acumular cargas eléctricas, es decir, se habrá aumentado la capacidad del condensador; aparte, cuanto mayores sean estas placas más electrones cabrán en su interior. Otra forma de aumentar la capacidad consiste en separar una distancia mayor las placas, siempre considerando que para 10 000 V es necesaria una distancia mínima de 1cm. Lo que ocurre es que si separamos demasiado las placas, la diferencia de potencial entre ellas decrece, disminuyendo la cantidad de cargas acumuladas.

Se impone, pues, una solución de compromiso, ya que a mayor distancia menor riesgo de saltar la chispa entre las placas (mayor acumulación de cargas), pero por el contrario, si seguimos aumentando la distancia, la diferencia de potencial irá decreciendo entre las placas, disminuyendo la fuerza de atracción entre las cargas y por tanto, disminuyendo su capacidad de acumulación. Para cada condensador se deben de estudiar las condiciones geométricas: tamaño y distancia de separación de placas, para obtener los resultados más satisfactorios.

Una forma de aumentar la capacidad, consiste en introducir un dieléctrico (material aislante), entre las placas del condensador; así sin aumentar la separación entre ellas, aumenta la capacidad de carga, ya que a los electrones les resulta más difícil atravesar la separación entre placas. Además este método cuenta con la ventaja adicional de que, al no aumentarse la distancia, la diferencia de potencial permanece prácticamente invariable.

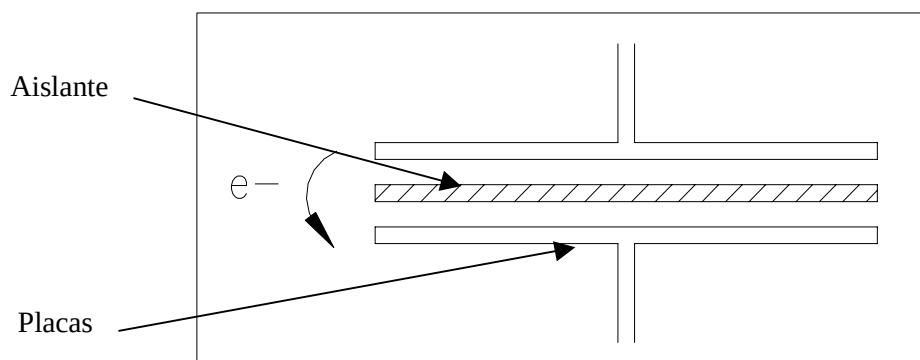


Fig. 3.3 Condensador plano con su correspondiente dieléctrico

3.1.2.1 Tipos de condensadores

Existen diversos tipos o configuraciones de condensadores, aunque se pueden resumir en tres grandes clases o tipologías:

- **Condensadores planos**

El condensador plano es el más típico ejemplo para entender el funcionamiento básico de los condensadores, en él se dan todos los efectos, pero al ser más sencilla su geometría, las ideas más importantes no se ven distorsionadas por la utilización de matemáticas complejas. Estos condensadores están formados por dos láminas conductoras paralelas, separadas por una pequeña distancia (si se compara con las dimensiones de las láminas); es muy corriente que en su interior se deposite un dieléctrico, encapsulándose todo el conjunto.

- **Condensadores cilíndricos**

En este tipo de condensadores se sustituye las placas paralelas por dos cilindros, uno exterior y uno interior, asegurándose que no existirá contacto eléctrico alguno entre ellos, para así formar un circuito con capacidad. También en su interior es frecuente depositar un dieléctrico para aumentar su capacidad. Estos tipos de condensadores son muy frecuentes, construyéndose tanto de materiales cerámicos como electrolíticos.

- **Condensadores esféricos**

Dos esferas aisladas eléctricamente constituyen la base de este condensador. No son tan frecuentes, pero en según qué aplicaciones son muy apreciados. Se construyen con dieléctricos y con materiales cerámicos o electrolíticos.

3.1.3 Condensadores en corriente continua y en corriente alterna

Los condensadores, al igual que cualquier otro elemento eléctrico, puede conectarse en corriente continua o en corriente alterna. El comportamiento eléctrico es sustancialmente distinto según la fuente elegida. Veamos los rasgos más significativos de su comportamiento en los dos regímenes descritos.

3.1.3.1 Condensadores conectados a un generador de continua

Si conectamos un condensador a una fuente de continua, los electrones de la placa negativa de la fuente empezarán a desplazarse hacia las placas del condensador que en principio son eléctricamente neutras. Al quedar cargada la placa del condensador de forma negativa, debido al aporte de electrones recibido de la fuente, la otra placa del condensador, eléctricamente neutra, se verá forzada a desprenderse de electrones, para igualar la carga de la primera placa, pero con signo cambiado. Estos electrones de la segunda placa son atraídos por el potencial o placa positiva de la fuente, cerrándose el circuito e iniciándose la circulación de corriente eléctrica.

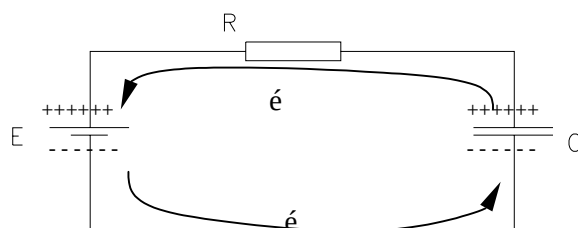


Fig. 3.4 Circuito de carga de un condensador en corriente continua

Existen unos parámetros que nos permiten definir el tiempo de carga o descarga de un condensador conectado a una fuente continua mediante una resistencia. A este parámetro se le denomina constante de tiempo y su fórmula obedece a la siguiente expresión, donde la resistencia está expresada en ohmios y la capacidad en faradios:

$$\tau = R \cdot C \quad (\text{s}) \quad [3.5]$$

Considerando condensadores ideales, se concluye que con un tiempo τ , un condensador se carga o descarga un porcentaje del 63%, sobre su total. Aparte con 5τ , se completa la carga o descarga del mismo.

Si los condensadores son reales, estos tiempos tienden a alargarse, produciéndose variaciones en función de la temperatura y otros parámetros. Aun así puede afirmarse que un aumento de la resistencia o capacidad colocada en el circuito aumentará los tiempos de carga y descarga de los dispositivos colocados en el mismo.

La curva de carga y descarga de los condensadores es de tipo exponencial, produciéndose una carga o descarga rápida al principio, para volverse mucho más lenta con el paso del tiempo.

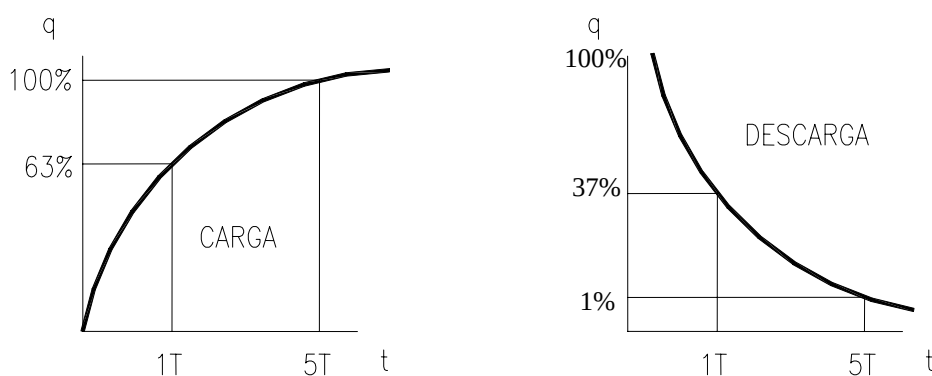


Fig. 3.5 Curvas típicas de carga y descarga de un condensador

El proceso de carga se completa cuando el condensador ya no admite más electrones de las placas de la fuente, en ese momento cesa el flujo de los mismos y se interrumpe la circulación de corriente.

Las consecuencias de la conexión de condensadores a fuentes de tensión en continua son:

- Cuando la carga se completa, la intensidad del circuito se vuelve cero. Todo ocurre como si el circuito permaneciera abierto.
- Un condensador cargado y desconectado del circuito se comporta como una auténtica fuente de tensión, ya que toda la energía almacenada permanecerá en él mientras esté desconectado. Cuando se conecte posteriormente a un circuito, el condensador cederá la energía de la misma forma que la recibió, de forma exponencial.
- El condensador conectado en un circuito, absorberá todas las señales continuas, eliminando esta componente y dejando pasar a través de él sólo la parte alterna, resultando un filtro para señales continuas. Con la comprensión del proceso de carga y descarga del condensador, se observa que la corriente circula en sentido inverso al convencional, es decir, fluye de la placa negativa a la positiva. Este es el sentido real de la corriente eléctrica, el de más a menos es un sentido figurado.

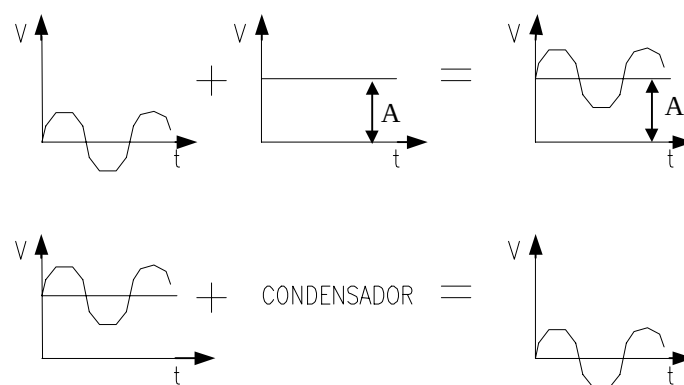


Fig. 3.6 Aplicación del condensador como filtro de componentes continuas

3.1.3.2 Condensadores conectados a un generador de corriente alterna

La segunda opción de conexión de un condensador pasa por un circuito alimentado por un generador de corriente alterna. En este caso, el funcionamiento del condensador es análogo al descrito para la corriente continua con la salvedad de que la carga no es continua, siendo esta vez alterna, es decir, se suceden los semiperiodos positivos con los semiperiodos negativos, resultando imposible la carga completa del condensador bajo este régimen.

La afirmación categórica del apartado anterior merece unas puntualizaciones. Si la fuente o generador es alterna senoidal, nunca se llegará a cargar o descargar un condensador por completo, lo impide la variabilidad de la señal.

En cambio para señales alternas, pero triangulares o cuadradas, si el semiperiodo es lo suficientemente grande (mayor de 5τ) para permitir la carga o descarga completa, éstas se realizarán; en cambio si el semiperiodo es menor que 5τ , la carga o descarga no llegará a completarse. Esto ocurre porque este tipo de señales (tanto la cuadrada como la triangular) varían su señal de forma continua o lineal (la señal triangular dispone de una pendiente constante), en vez de la pendiente variable que presenta una señal senoidal.

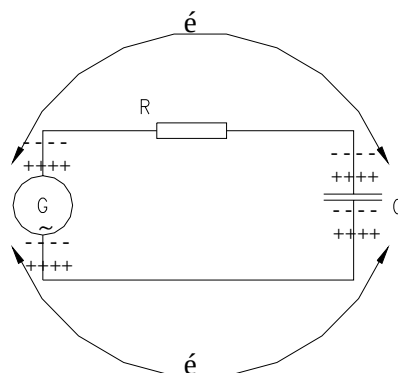


Fig. 3.7 Condensador conectado a un generador de corriente alterna

Por lo demás, el proceso de carga y descarga se asemeja mucho al descrito con corriente continua, con las mismas constantes de tiempo y sentido de circulación de los electrones. En concreto podemos señalar las siguientes particularidades:

- La intensidad producida es variable y de un sentido en cada semiperiodo.
- La intensidad nunca llegará a valor cero (a anularse), a excepción de los pasos periódicos de la misma por este punto, como corresponde a cualquier señal alterna.
- Con corriente alterna nunca se producirá acumulación de cargas y por tanto no es posible usar el condensador como batería (no es posible acumular energía en alterna).
- Si el periodo es lo suficientemente grande, se producirá la carga o descarga del condensador, si se conecta a señales alternas triangulares o cuadradas (semiperiodos mayores a 5τ).

Existen otras aplicaciones de los condensadores conectados a señales alternas, entre ellas podemos destacar los filtros en sus más diversas variantes, los rectificadores y los estabilizadores.

En cuanto a los rectificadores y estabilizadores, los condensadores son fundamentales, ya que si disponemos de un puente de diodos, por ejemplo, la señal sale modulada en un sentido, pero con un factor de rizado muy grande (poco rectificada). Con el concurso de un condensador a la salida, se consigue disminuir el rizado enormemente, ya que el condensador se carga a través de los diodos (resistencia pequeña y por tanto constante de tiempo pequeña), descargándose a través de una resistencia mucho mayor (mayor constante de tiempo).

- Puente de diodos

A la salida del puente, se obtiene una señal rectificada de doble onda, pero con factor de rizado grande. Si disponemos de un condensador a la salida, el factor de rizado disminuye considerablemente.

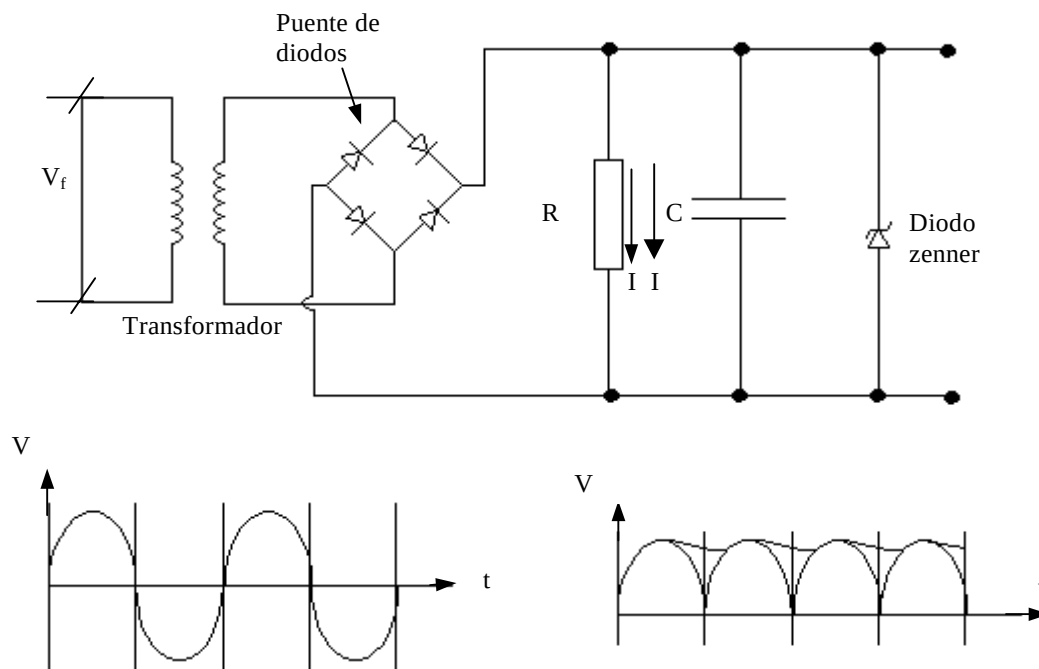


Fig 3.8 Puente de diodos de doble onda con condensador de salida para atenuar el rizado

- Otra aplicación de los condensadores en alterna son los filtros para armónicos en motores. Con el uso de condensadores se consigue que los armónicos o señales de alta frecuencia no lleguen al motor, desviándose hacia tierra y permitiendo al motor recibir una señal senoidal libre de ruidos.

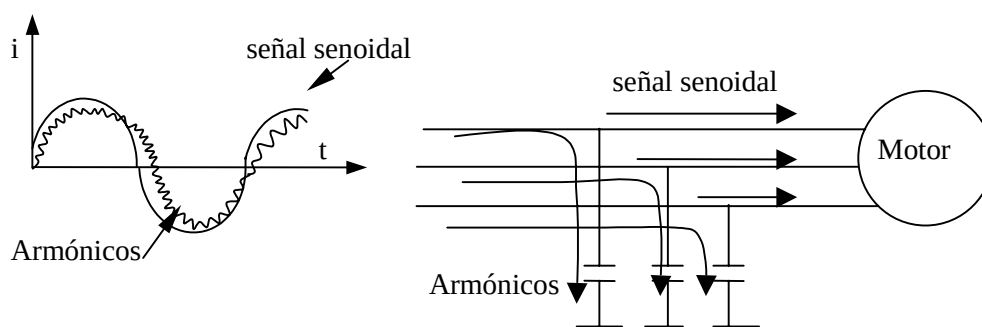


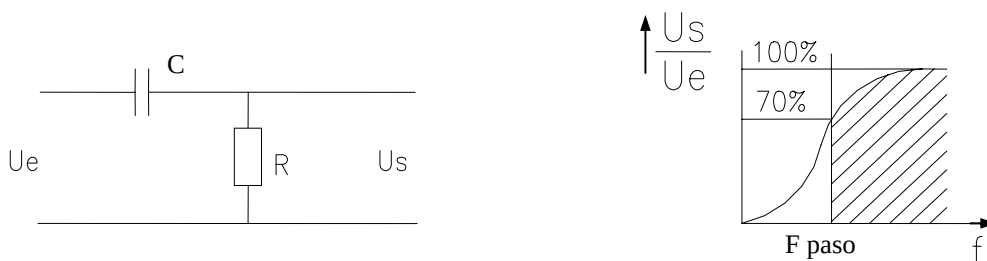
Fig. 3.9 Eliminación de armónicos mediante el uso de condensadores conectados a tierra

La eliminación se consigue gracias a que los condensadores presentan, al paso de señales con alta frecuencia (armónicos), una resistencia prácticamente nula, desviando estos armónicos hacia tierra. En cambio, para señales senoidales de baja frecuencia (50Hz), representan una resistencia considerable dificultando su paso a través de los condensadores, obligando a estas señales a seguir (libres de armónicos) hacia el motor.

- Otra aplicación de los condensadores consiste en su empleo como filtros, pero que permiten el paso a determinadas frecuencias, impidiéndoselo a otras. Así nacen los filtros pasa altos (dejan pasar las frecuencias elevadas, eliminando las señales con baja frecuencia), los filtros pasa bajos (dejan pasar las frecuencias bajas, eliminándose las elevadas) o los más buscados, los filtros pasa banda (dejan pasar sólo una banda de frecuencias).

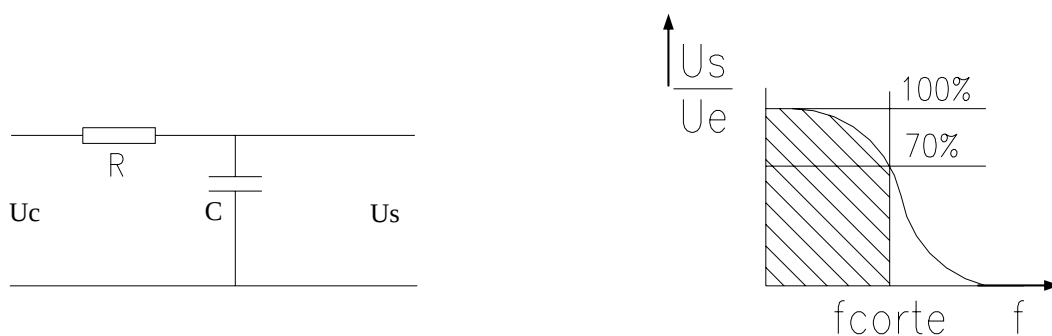
Un dispositivo suele considerarse como filtro cuando la ganancia de tensión en la salida representa el 70% de la tensión en la entrada. A partir de esta relación se considera que la salida ya tiene suficientemente entidad, y por tanto, a partir del valor de esta frecuencia (frecuencia de paso, o frecuencia de corte, dependiendo si aumenta o disminuye la ganancia, respectivamente) puede considerarse que ya es un filtro.

- **Filtro para alto**



La frecuencia de paso se considera a partir del 70%.

- **Filtro para bajo**



- **Filtro para banda**

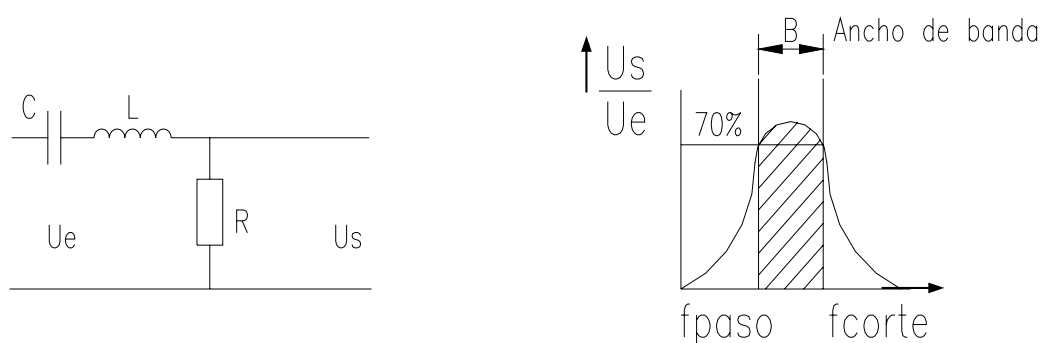


Fig. 3.10 Diversos tipos de filtros con la utilización de condensadores

3.1.4 Efecto capacitivo en líneas eléctricas

Las características eléctricas de los condensadores dependen de sus características geométricas y del material del cual estén contruidos. Pero hay que recordar que para ser un buen condensador se tenían que cumplir unos requisitos geométricos mínimos: grandes placas con separaciones pequeñas.

Cuando hablamos de condensadores en líneas aéreas, el efecto condensador se produce entre dos conductores de una línea o entre un conductor y tierra. Es decir, las placas son los conductores o la proyección de estos sobre tierra; por tanto, placas de muy pequeño tamaño, como mucho de unos centímetros. En cambio la separación entre las placas (conductores) es muy grande (de hasta 15m en algunos casos). ¿Cómo es posible hablar de condensadores, cuando los requisitos geométricos son contrarios a los establecidos? La explicación se centra en dos factores básicos:

Por una parte, las separaciones de las placas, en condensadores normales, suelen ser de unos milímetros; estos condensadores son de tensiones comprendidas en el rango de los voltios, mientras que cuando hablamos del efecto capacitivo en las líneas, la separación entre ellas es del orden de metros, pero la tensión no son voltios, sino miles de voltios.

Nos queda todavía un problema por solucionar: las placas. Aunque estén a miles de voltios, siguen siendo muy reducidas, unos centímetros. ¿Cómo es posible que en una superficie tan pequeña se puedan acumular cargas electrostáticas? La respuesta es sencilla; para líneas eléctricas menores de 80km las placas son demasiado pequeñas y el efecto capacitivo puede despreciarse, en cambio con líneas mayores de esta longitud ya existe suficiente superficie acumuladora, y el efecto es ya significativo, debiéndose incluir en los cálculos.

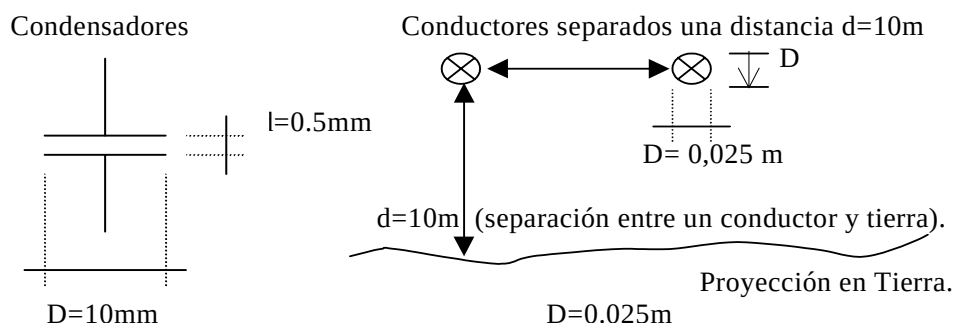


Fig. 3.11 Ejemplo de dimensiones típicas en líneas de transporte de energía eléctrica y su comparación con las distancias que se dan en condensadores convencionales

Es decir, en el caso de un condensador $D \gg d$, mientras que en el caso de una línea eléctrica sucede lo contrario, $D \ll d$. Por tanto y resumiendo:

1ª razón: No hablamos de voltios, sino de miles de voltios. Por tanto, tampoco hablaremos de milímetros, sino de metros:

Voltios	Líneas
220 V	220 kV
380 V	380 kV
500 V	500 kV
(baja tensión)	(alta tensión)

Hay voltajes muy grandes, y por tanto, aunque las distancias de separación entre conductores (placas) sean muy grandes, seguirán existiendo influencia eléctrica entre ellos, como si estuvieran separados sólo unos milímetros en baja tensión.

2ª razón: Las placas son lo suficientemente grandes, ya que aunque muy estrechas (unos 20 o 25 mm), son extremadamente largas (más de 80km):

Si la línea no es mayor que 80 km, el efecto capacidad puede despreciarse.

Si la línea dispone de una longitud superior a 80 km, entonces tendremos:

$$80.000 \text{ (m)} \cdot 0,025 \text{ (m)} = S \text{ (de las placas) (m}^2\text{)} = 2000\text{m}^2$$

Es decir, necesitamos superficies grandes para que los electrones puedan acumularse, y sólo disponemos de cables con diámetros reducidos. Pero al tener grandes longitudes se compensa este hecho.

Estamos ya en condiciones de comprobar el efecto capacitativo de las líneas eléctricas en alta tensión, para ello se indican tres ejemplos o casos significativos en los que se produce la influencia de la capacidad en las mismas.

- Supongamos primeramente un circuito normal formado por una fuente de energía, una carga (motor) y unas líneas de conexión cortas. Sí el circuito se abre mediante seccionadores o disyuntores, al no poder completar su recorrido, los electrones dejan de fluir y no existirá intensidad, quedando el motor sin funcionar.

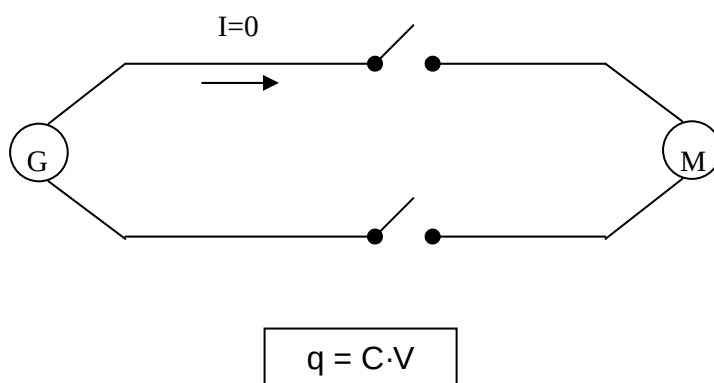


Fig. 3.12 Línea abierta en su extremo final. No existe conducción eléctrica

Si ahora, el mismo sistema anterior se conecta a una línea de gran longitud y se le aplica alta tensión, se producirá el efecto capacitivo, comprobándose este efecto por la existencia de intensidad (denominada de condensador) con el circuito abierto.

En este caso, el circuito se cierra a través del generador induciéndose una intensidad alterna, como lo es la tensión, es decir, que cada semiperiodo (100 veces cada segundo a 50Hz) la intensidad cambiará de sentido, pudiéndose apreciar mejor el efecto en la segunda figura.

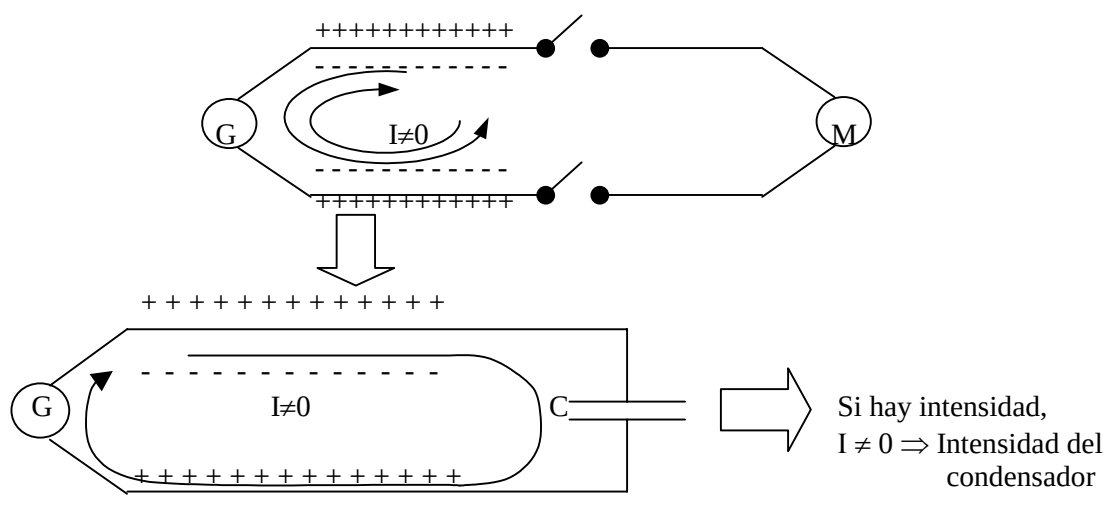


Fig. 3.13 Línea abierta en su extremo final. Efecto condensador, si existe conducción

- Imaginemos ahora que deseamos reparar una línea y por tanto se desconecta tanto la carga (el caso anterior) como el generador. Sin tensión no existe carga ($q = C \cdot V = 0$), por tanto presumiblemente no debe de existir peligro para el personal encargado de su reparación.

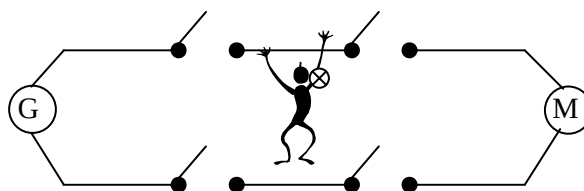


Fig. 3.14 Contacto directo debido al efecto condensador en una línea abierta

Teóricamente no existe carga y por tanto tampoco existe tensión, sin embargo al operario queda sometido a una descarga eléctrica. El motivo es simple, aun desconectando el circuito del generador, y por tanto teóricamente con acumulación de cargas nula, ocurre que siempre quedan unas cargas residuales (0.5%, o incluso menos); estas cargas no tienen ninguna importancia en circuitos de baja o media tensión, pero en circuitos con 220 kV o 380 kV, un 0.5% de la tensión representa todavía 1100V o 1900V, tensión suficientemente peligrosa para un ser vivo.

Por este motivo, antes de iniciarse los trabajos de reparación de una línea eléctrica, el personal encargado, aparte de abrir los circuitos en dos puntos en cada extremo del lugar de trabajo, tiene la obligación, mediante una especie de ballestas, de poner a tierra las líneas. Es decir, mediante unos conductores metálicos se une la línea a tierras, para de esta forma permitir que las cargas residuales puedan pasar directamente a tierra, asegurándose que la línea quede sin tensión.

Por último, un efecto de la capacidad de las líneas eléctricas, es el *efecto Ferranti*. Este es un efecto tiene gran importancia, y se analizará en capítulos posteriores con detalle.

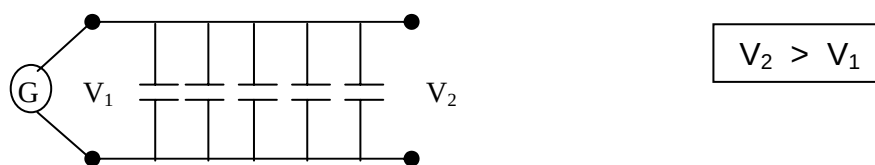


Fig. 3.15 Efecto Ferranti en un línea larga en vacío

Este efecto tiene lugar en líneas largas (para poder darse el efecto capacitativo) y en vacío (ya que en carga la circulación normal de la corriente hacia la carga elimina este efecto). Como la línea se comporta como si estuviera formada por infinitos condensadores, que hacen las veces de fuentes de acumulación de energía, el potencial al final de línea es mayor que el potencial al inicio de la misma, es decir, se ha producido un efecto amplificador de la tensión que es muy peligroso al reconectar de nuevo la línea si no se tiene presente (peligro de destrucción de las máquinas eléctricas por sobretensión).

3.1.5 Fórmulas para el cálculo de la capacidad en líneas eléctricas

La capacidad industrial de las líneas eléctricas se calcula mediante el empleo de las fórmulas dadas en este apartado, aunque antes es necesario recordar algunos aspectos importantes:

- Se busca la capacidad por km de un circuito (sea simple, doble, triple, o de cuatro conductores). Para cada caso existe la fórmula adecuada (recordar que la distancia media geométrica entre fases D_e , difiere en estas fórmulas, si se trata de un circuito o de dos).
- Una vez hallada la capacidad por circuito, se pasa a obtener la capacidad para más de un circuito, si es el caso. Para ello es suficiente multiplicar el valor de la capacidad obtenida para un circuito por el número de circuitos (nótese que en las resistencias e inductancias, como parámetros longitudinales que eran, se dividían por el número de circuitos, pero la capacidad y conductividad son parámetros transversales y por tanto en vez de división debe multiplicarse su valor por el número de circuitos).
- Una vez se obtiene la capacidad por km total, se pasa a hallar la susceptancia (B_{km}).
- Se multiplica esta susceptancia por km, por el número de km totales, opteniéndose la susceptancia total.
- Finalmente, con la susceptancia y la conductividad, puede obtener la admitancia (Y) del sistema.

- Para un circuito simple:

$$C_k = \frac{24.2 \cdot 10^{-9}}{\log \frac{D_e}{r}} \quad [3.6]$$

- Para un circuito dúplex:

$$C_k = \frac{24.2 \cdot 10^{-9}}{\log \frac{D_e}{\sqrt{\Delta} \cdot r}} \quad [3.7]$$

- Para un circuito tríplex:

$$C_k = \frac{24.2 \cdot 10^{-9}}{\log \frac{De}{\sqrt[3]{\Delta^2 \cdot r}}} \quad [3.8]$$

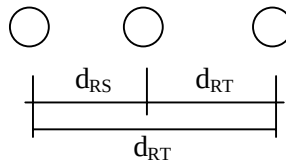
- Para un circuito cuádruplex:

$$C_k = \frac{24.2 \cdot 10^{-9}}{\log \frac{De}{\sqrt[4]{\Delta^3 \cdot r \cdot \sqrt{2}}}} \quad [3.9]$$

En todas estas fórmulas D_e es la distancia media geométrica entre fases que es distinta para uno ó dos circuitos.

- Para un circuito:

$$D_e = \sqrt[3]{d_{RS} \cdot d_{RT} \cdot d_{ST}} \quad [3.10]$$



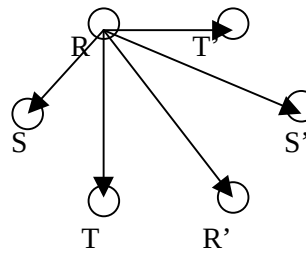
- Para dos circuitos:

$$D_e = \sqrt[3]{d_S \cdot d_T \cdot d_S} \quad [3.11]$$

$$D_R = \frac{\sqrt{d_{RS} \cdot d_{RT} \cdot d_{RS'} \cdot d_{RT'}}}{d_{RR'}}$$

$$D_S = \frac{\sqrt{d_{SR} \cdot d_{ST} \cdot d_{SR'} \cdot d_{ST'}}}{d_{SS'}}$$

$$D_T = \frac{\sqrt{d_{TR} \cdot d_{TS} \cdot d_{TR'} \cdot d_{TS'}}}{d_{TT'}}$$



Una vez obtenida la capacidad en faradios, se pasa a siemens multiplicando esta capacidad por la pulsación (w), obteniéndose la susceptancia (B):

$$B_k = w \cdot C_k \quad \text{con} \quad w = 2\pi f \quad [3.12]$$

Obteniéndose la susceptancia total, al multiplicarse B_k , por la longitud de la línea:

$$B = B_k \cdot \text{Longitud}(km) \quad [3.13]$$

Si existieran dos circuitos, se multiplicaría el valor de la susceptancia anterior por dos.

Finalmente se obtiene, con la unión de la conductancia, la admitancia:

$$Y = (G + jB) \langle \text{siemens} \rangle \quad [3.14]$$

3.2 Conductancia. Efectos corona y aislador

3.2.1 Introducción

La conductividad es el último parámetro importante eléctrico dentro de los circuitos convencionales. La conductividad es la facilidad que un material ofrece al paso de la corriente eléctrica, es decir, la inversa de la resistencia. Es un parámetro transversal, al igual que la capacidad, en contra de la resistencia o la inductancia. Su unidad es la inversa del Ω (siemens), y su unión con la susceptancia forma la admitancia transversal de un sistema eléctrico.

Una fórmula típica de representar la conductividad es la siguiente:

$$P = V \cdot I \quad \text{Como} \quad I = \frac{V}{R} \quad \text{entonces} \quad G = \frac{1}{R} = \frac{1}{\frac{V}{I}} = \frac{I}{V} = \frac{\frac{P}{V}}{V} = \frac{P}{V^2} \quad [3.15]$$

Si expresamos la fórmula anterior en km de recorrido y en valores de fase, obtenemos:

$$G_k = \frac{P_{\text{fase-km}} (kW)}{V_{\text{fase}}^2 (kV)^2} \cdot 10^{-3} \langle \text{siemens / km} \rangle \quad \text{con} \quad V_{\text{fase}} = \frac{U_{\text{Línea}}}{\sqrt{3}} \quad [3.16]$$

Ésta será la fórmula a aplicar para hallar la conductancia industrial.

La conductancia tiene en cuenta las corrientes de fuga tanto de los aisladores que sostienen a las líneas aéreas como de las pérdidas ocasionadas por los electrones al saltar a través del aire. La conductancia depende de numerosos factores, entre ellos los climáticos y los medioambientales, que son difíciles de predecir, aparte de no mantenerse constantes a lo largo de toda una línea.

Los cálculos de la conductancia suelen presentar valores pequeños, en comparación con los efectos resistivos, inductivos o capacitivos, vistos anteriormente. Es una suerte que la conductancia represente sólo una pequeña participación en el total de los efectos eléctricos de un circuito, ya que resulta del todo imposible su cálculo exacto, despreciándose por tanto en la mayoría de los casos.

La conductancia se divide, pues, en dos efectos mayoritarios: el efecto aislador y el efecto corona. Veamos por separado cada uno de ellos.

3.2.2 Efecto aislador

Los centros de consumo suelen estar alejados de los centros de producción de energía eléctrica; se impone, pues, un transporte que a menudo representa grandes distancias. Estas distancias deben ser

cubiertas sin que en ningún momento se produzca contacto de los conductores con ninguna parte activa, ya que si esto ocurriera, la energía pasaría a través de esta parte activa (que no tiene por qué ser un conductor metálico, puede ser incluso un árbol), impidiendo que la energía llegara al centro receptor o de consumo.

Para que esto no ocurra, y teniendo presente que los postes o torres eléctricas actuales son frecuentemente metálicas, es necesario incorporar a las mismas aisladores que las aíslen de los conductores que transportan la energía eléctrica. El tamaño de estos aisladores dependerá del valor de la tensión de la línea (recordar que en condiciones normales por cada 10.000 V los electrones son capaces de saltar a través del aire una distancia de 1cm); por tanto, a mayor tensión, mayor será el tamaño del aislador a incorporar.

Los aisladores se fabrican de materiales altamente no conductores, pero aun así, con condiciones atmosféricas adversas (lluvia, nieve o heladas) o medioambientales (ambientes contaminados de zonas industriales, etc), algunos electrones son capaces de desplazarse por la superficie del aislante hasta alcanzar la torre metálica, desde la cual llegarán a tierra. Incluso algunos electrones pasarán a través del aislante importándoles poco las condiciones medioambientales.

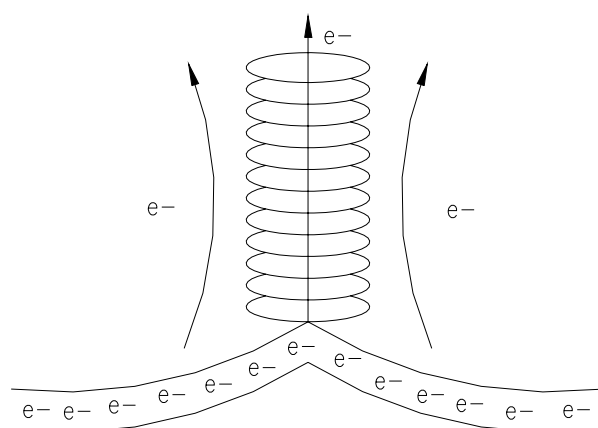


Fig. 3.16 Efecto aislador. Paso de los electrones a través y por encima de los aisladores de una línea

En la figura se aprecia el paso de los electrones por la superficie y a través del propio aislador. Debido a este efecto, siempre existirán pérdidas, por mucho que se mejoren los materiales constructivos, las formas o las disposiciones que adopten los aisladores, ya que no existe un material no conductor o aislante perfecto, como tampoco existe el material conductor perfecto.

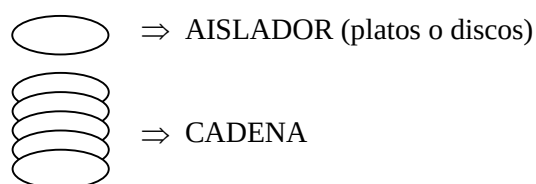


Fig. 3.17 Cadena de aisladores formada por discos acoplados

Nótese que los aisladores se construyen de muy diversas formas, aunque predominan las redondeadas, pero lo importante es que, los grandes aisladores están formados por multitud de aisladores unitarios que reciben el nombre de *discos o platos*. A la agrupación de estos discos o platos se la denomina *cadena del aislador*. La longitud de estas cadenas dependerá del nivel de tensión existente en las líneas y no de la intensidad que pasa por las mismas.

Aunque no pueden darse valores estándar de pérdidas, es frecuente adoptar para las mismas los siguientes valores:

- Pérdidas por efecto aislador de un disco con condiciones de poca humedad (ambiente seco). La pérdida estimada es de 3W a 5W por disco.
- Pérdidas por efecto aislador de un disco con condiciones de humedad (ambiente húmedo). La pérdida estimada es de 8W a 20W por disco.

La fórmula para determinar el efecto aislador será la dada para la conductancia en general:

$$G_{Fase-km} = \frac{P_{fase-km} (kW)}{V_{fase}^2 (kV)^2} \cdot 10^{-3} \langle \text{siemens} / km \rangle \quad [3.17]$$

Mientras que las pérdidas de potencia totales serán las pérdidas de todos los dieléctricos a la vez:

$$P_T = P_{AISLADOR} \cdot N^{\circ}_{AISLADORES} \quad [3.18]$$

En un ejemplo, al final de este capítulo, se resolverá un caso típico de pérdidas debidas al efecto aislador; remitimos al lector al mismo para su más correcta comprensión.

3.2.3 Efecto Corona

Es quizás uno de los efectos más llamativos de los fenómenos eléctricos. Consiste en que algunos electrones adquieren la suficiente energía para abandonar el conductor por donde circulan, siendo capaces de saltar hacia el aire circundante, que teóricamente no es conductor. Esto provoca que se forme un haz luminoso en torno a los conductores, que en noches oscuras es visible desde grandes distancias.

El proceso real es algo más complicado de explicar. Los electrones siempre viajan a través de materiales metálicos, el aire es un material aislante, y por tanto no apto para el paso de los electrones. Pero bajo ciertas condiciones, como pueden ser un valor de tensión más elevado de lo normal en una línea (debido a un fallo o mal funcionamiento de la misma) unido a unas condiciones medioambientales del aire favorables a la conducción (ambiente húmedo o contaminado), pueden llegar a producir este efecto.

Todo ocurre como si el aire se volviera conductor (o como mínimo menos aislante), unido a unas condiciones de funcionamiento de la línea anormales (exceso de tensión) que permitieran a algunos electrones dejar su vía normal para saltar al aire. Pero claro, el aire no es un metal, por tanto estos electrones que viajan a través de él se verán frenados desde las grandes velocidades que poseen al dejar el conductor hasta velocidades nulas en cuestión de unos pocos centímetros (recordar que cada cm de aire representa una pérdida de 10 000V). Este gran rozamiento provocará un aumento de temperatura muy grande en los electrones, llevándolos al estado incandescente.

La unión de millones de estos electrones libres formará un halo luminoso alrededor del conductor. Este halo seguirá la forma del conductor, ya que así lo harán las líneas de tensión a él asociadas (gradiente de tensión), pero como normalmente los conductores tienen forma cilíndrica, el halo luminoso también tendrá esta forma, pareciendo que el conductor lleve un halo o *corona* luminosa. Incluso en Inglés se conserva el nombre Español de Efecto Corona, para designarlo.

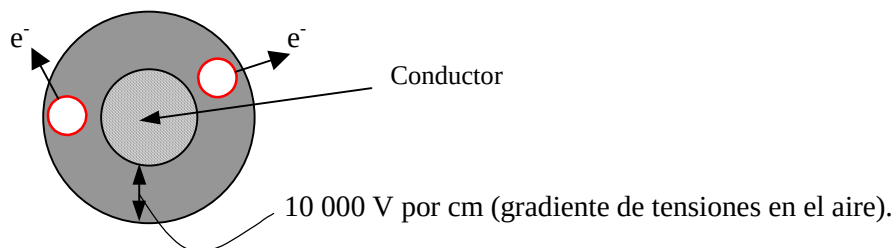


Fig. 3.18 Efecto corona. Gradiente de potencial en un cable eléctrico

La intensidad de este efecto determinará el color del halo siendo de color rojizo cuando el efecto no es muy importante (menor temperatura) o tendiendo al blanco o azulado cuando el efecto es importante (mayor temperatura).

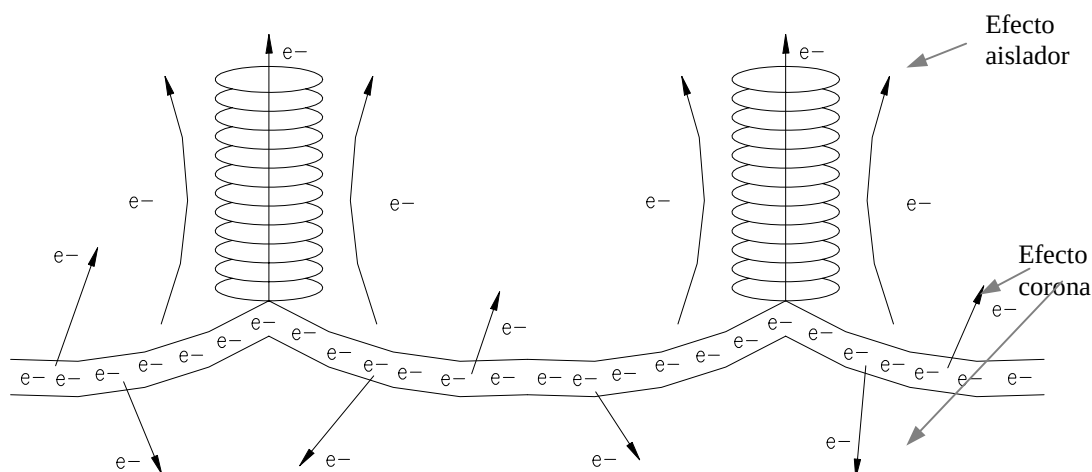


Fig. 3.19 Efecto corona y efecto aislador. Pérdida de electrones a través del aire

Uno de los ingenieros pioneros en el estudio del efecto corona fue el norteamericano Peek, que ya desde principios de siglo dedujo de forma experimental unas fórmulas que permitieran su cálculo.

Se definieron tres tensiones para su estudio:

- **Tensión crítica disruptiva:** Es la tensión o resistencia del aire que los electrones deben vencer para iniciar su paso a través de él, abandonando el material conductor. Es la tensión más importante.
- **Tensión crítica visual:** Es la tensión o resistencia del aire que deben vencer los electrones para que el efecto sea visible, y por tanto que el aporte de electrones hacia el aire sea ya importante. Es mayor que la tensión crítica disruptiva, pero no es de tanta importancia en el cálculo del efecto, ya que lo que realmente interesa es el momento de producirse y no cuando éste es visible.

- **Tensión más elevada:** Es la tensión que adquiere la línea en condiciones normales de funcionamiento, por la variabilidad de las cargas a ella conectadas. Se obtiene en tablas, pero suele estar comprendida entre un 10% o un 20% superior a la nominal, siendo muy frecuente adoptar un 15% superior a la tensión nominal.

Después de estas definiciones estamos en condiciones de entender el método que aplicó Peek.

1. Se calcula la tensión que puede aguantar el aire tanto en ambientes secos como húmedos (tensión crítica disruptiva).
2. Se calcula la máxima tensión que puede alcanzar la línea en condiciones normales (tensión más elevada).
3. Se comparan las dos tensiones: si la tensión crítica disruptiva (la que aguanta el aire) es mayor que la tensión más elevada (tensión de los electrones), los electrones no tendrán suficiente energía para saltar al aire y no se producirá efecto corona. Si por el contrario la tensión crítica disruptiva es menor que la tensión más elevada, se producirá el efecto corona y deberemos calcular sus pérdidas.
4. Mediante unas fórmulas empíricas se calculará las pérdidas por efecto corona.

Es necesario, pues, hallar la expresión de la tensión crítica disruptiva y asimismo la de las pérdidas por efecto corona. Pero vayamos por partes, y procedamos con la primera: la tensión crítica disruptiva.

$$U_c = 84 \cdot m_c \cdot m_t \cdot r \cdot \delta \cdot \log \frac{D_e}{r_e} (KV) \quad [3.19]$$

Donde:

- 84 = constante que define el paso de tensiones de un valor máximo a uno eficaz. Esta constante tiene, pues, unidades, que son (kV/cm).
- m_c = coeficiente del conductor empleado. Recuérdese que cuánto más plano sea un material más difícil es que de él se desprendan electrones. En cambio, con materiales circulares o con pertuberancias, éstas actúan de trampolín para los electrones, y a igualdad de tensión, saltan del material más fácilmente. Así:
 - $m_c = 1$ para conductores nuevos.
 - $m_c = 0.93$ a 0.98 , para conductores viejos (con pertuberancias).
 - $m_c = 0.83$ a 0.87 , para cables (formados por hilos).
- m_t = coeficiente medioambiental. El aire será más conductor si está húmedo o contaminado. Así:
 - $m_t = 1$, cuando el aire es seco.
 - $m_t = 0.8$, cuando el aire está húmedo o contaminado.
- r_e = radio del conductor en cm. Es muy importante recordar las unidades para que la fórmula final tenga coherencia.
- D_e = distancia media geométrica entre fases. Se explicó como calcularla en la sección de la inductancia o capacidad. Las unidades tienen que ser iguales que las del radio del conductor para que el resultado del logaritmo sea lógico.
- δ = densidad relativa del aire. No tiene unidades y depende de las condiciones medioambientales y de la altura topográfica.

$$\delta = \frac{(25 + 273)^{\circ} K}{76 (cmHg)} \frac{h (cmHg)}{(273 + \Theta)^{\circ} K} = \frac{3.921h}{273 + \Theta} \quad [3.20]$$

Así, si en ésta fórmula se entra con: la altura de presión relativa (h), en cm de Hg y la temperatura (Θ) en $^{\circ}C$. La densidad relativa no tendrá unidades.

Nos falta hallar la altura que alcanzará la columna de mercurio (presión relativa del aire en cm de Hg) a cualquier altura topográfica; para ello se empleará la siguiente fórmula dada por Halley:

$$\log h = \log 76 - \frac{y}{18336} \quad [3.21]$$

donde y = altura topográfica en metros del tramo de línea a considerar.

Con todas estas fórmulas y datos, el cálculo de la tensión crítica disruptiva del aire no ofrece ninguna dificultad.

Nos falta ahora, y mediante tablas, calcular la tensión más elevada de la línea. Si no se disponen de estas tablas, en la mayoría de las ocasiones se puede emplear la siguiente ecuación.

$$U_{me} = 1.15 U_{Línea} \quad (\text{kV}). \quad [3.22]$$

Una vez calculadas las dos tensiones, se procede a su comparación:

U_c [kV] $\Rightarrow$ tensión crítica.

U_{me} [kV] $\Rightarrow$ tensión más elevada.

Si $U_c > U_{me}$ $\Rightarrow$ No hay efecto corona

Si $U_c < U_{me}$ $\Rightarrow$ Hay efecto corona

- Si no se produce el efecto corona, ya no debe seguirse con los cálculos, concluyéndose que no existirán pérdidas por este concepto.
- Si se produce el efecto corona, se han de determinar sus pérdidas.

Es decir, hasta ahora sólo se ha determinado si se producirá o no el efecto corona, pero en caso afirmativo, deben calcularse las pérdidas que representan:

Para ello, nos basaremos en otra función diseñada mediante ensayos de laboratorio, es decir, de forma experimental, también por el ingeniero Peek:

• Pérdidas por efecto corona

$$\text{Potencia pérdida por fase y por km} = \frac{241}{\delta} \cdot (f + 25) \cdot \sqrt{\frac{r_e}{D_e}} \cdot \left[\frac{U_{me}}{\sqrt{3}} - \frac{U_c}{\sqrt{3}} \right]^2 \cdot 10^{-5} \quad [3.23]$$

donde todos los términos son conocidos y explicados en los apartados precedentes.

Es interesante también calcular las pérdidas debidas a la conductancia:

$$G_{Fase-km} = \frac{P_{fase-km} (kW)}{V_{fase}^2 (kV)^2} \cdot 10^{-3} \cdot \langle \text{siemens} / km \rangle \quad [3.24]$$

donde la potencia por fase corresponde a la hallada con la fórmula anterior y la tensión de fase corresponde a la tensión de fase crítica disruptiva, también hallada anteriormente (se halló la tensión de línea crítica disruptiva).

Para una mejor comprensión en el manejo de las fórmulas anteriores, invitamos al lector a repasar el siguiente ejemplo, donde se efectúan los cálculos para una línea eléctrica teniendo presentes los dos efectos descritos: el efecto aislador y el efecto corona.

3.3 Problema resuelto de cálculo de los efectos corona y aislador

Una línea eléctrica que transporta energía desde una central hidroeléctrica a un polígono industrial dispone de las siguientes características:

Datos:

- Categoría línea – 1ª ($U > 66$ KV)
- Tensión – 200 KV
- Longitud – 160 km (las líneas discurren por las siguientes alturas topográficas, que se corresponden con unas temperaturas medias determinadas).
 - 30 km – 800 m - $\theta = 12^\circ\text{C}$
 - 80 km – 1000 m - $\theta = 10^\circ\text{C}$
 - 50 km – 700 m - $\theta = 13^\circ\text{C}$
- Cable Cóndor – 54 Al. + 7 acero
- Potencia – 150 MVA
- Factor de potencia – 0.8 (i)
- 1 circuito simple
- Distancia entre apoyos – 250 m
- Pérdida por aislador – 8 W (estimada)

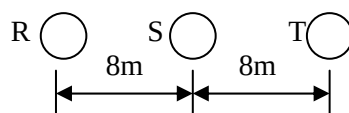


Fig. 3.20 Distancias y disposición de los conductores

Los postes o torres a lo largo de la línea se distribuyen según la siguiente tabla:

Tabla 3.1 Tipos y número de apoyos. Número de aisladores por fase

Tipo Torre	Nº Torres	Fases/Torre	Cadenas/Fase	Aisladores/ Cadena	Total Aisladores
Alineación	488	3	1	18	26352
Ángulo	60	3	2	20	7200
Anclaje	80	3	2	20	9600
Principio y fin de línea.	2	3	3	22	396
Especiales	10	3	4	24	2880

Hallar:

Las pérdidas por efecto aislador y efecto corona, en tiempo seco y húmedo, en toda la longitud de la línea (considérese la línea dividida en los tramos que se especifican en los datos).

3.3.1 Cálculo de las pérdidas debidas al efecto aislador

Primeramente calcularemos la potencia total pérdida por efecto aislador. El cálculo es sencillo, ya que consiste simplemente en multiplicar el número de aisladores por la pérdida unitaria de cada uno de ellos.

Lo difícil es determinar la pérdida unitaria, ya que ésta depende de las condiciones atmosféricas y de la contaminación del aire, y estas condiciones son variables a lo largo del tiempo y la situación geográfica.

En este caso, se ha supuesto una pérdida de 8 W/aislador, siendo un valor intermedio entre los extremos con ambiente húmedo y ambiente seco.

- N° de aisladores = $488 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 18 + 60 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 20 + 80 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 20 + 2 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 22 + 10 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 24 = 46428$ aisladores.

Ahora ya es posible determinar la potencia total pérdida por la línea.

$$P_{TOTAL-AISLADOR} = 46428 \times 8W/aislador = 371424 \text{ W}$$

Para entrar en el cálculo de la conductancia es necesario determinar la potencia por fase y km. Por tanto, previamente:

$$- P_{TOTAL-FASE} = \frac{P_t}{3} = 123808 \text{ W}$$

$$- P_{TOTAL-Km-FASE} = \frac{P_{t-FASE}}{160 \text{ km}} = 773.8 \text{ W}$$

$$G_{Fase-km} = \frac{P_{Fase-Km} (kW)}{\left(\frac{U_{Linea} (kV)}{\sqrt{3}} \right)^2} \cdot 10^{-3} = \frac{0.7738}{\left(\frac{200}{\sqrt{3}} \right)^2} \cdot 10^{-3} = 5.803 \cdot 10^{-8} \text{ Siemens / km. fase}$$

Siendo el valor total de para toda la longitud de la línea y para las tres fases:

$$G_{total} = 5.803 \cdot 10^{-8} \cdot 160 \cdot 3 = 2.78568 \cdot 10^{-5} \text{ Siemens}$$

Estos serán los valores obtenidos para el conjunto del efecto aislador. Pasemos ahora a calcular las pérdidas por efecto corona.

3.3.2 Cálculo de las pérdidas debidas al efecto corona

Para calcular las pérdidas debidas al efecto corona, lo primero que hay que considerar es si este efecto se producirá, es decir, si la tensión crítica disruptiva será menor a la tensión más elevada de la línea.

La tensión crítica disruptiva obedece a la expresión:

$$U_c = 84 \cdot m_c \cdot m_t \cdot r \cdot \delta \cdot \log \frac{D}{r} (KV)$$

Con: $m_c = 0.85$ (valor promedio para cables)

$m_t = 1$ o 0.8 (según si el tiempo es húmedo o seco, consideraremos los dos casos)

radio (tablas cable cóndor) = $r = 2.7762 / 2 = 1.388$ cm (recordar las unidades, en cm)

Por otra parte, la distancia media geométrica entre fases vale para un solo circuito:

$$D_e = \sqrt[3]{d_{RS} \cdot d_{ST} \cdot d_{TR}} = \sqrt[3]{8.816} = 10.079m = 1007.9cm$$

la densidad relativa del aire adopta los siguientes valores (uno para cada altura, ya que a cada una de estas alturas le corresponderá una temperatura media):

Las temperaturas medias en cada tramo son:

$$\begin{aligned}\theta(800) &= 12^\circ C \\ \theta(1000) &= 10^\circ C \\ \theta(700) &= 13^\circ C\end{aligned}$$

Las alturas de presión en cm de Hg, que se corresponden con cada altura, se determinan mediante la fórmula de Halley (y es la altura topográfica en metros del tramo considerado):

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

Queda como resultado los siguientes valores:

$$\begin{aligned}h(800) &= 68.73 \text{ cm Hg.} \\ h(1000) &= 67 \text{ cm Hg.} \\ h(700) &= 69.6 \text{ cm Hg.}\end{aligned}$$

Ahora, ya podemos hallar las densidades relativas del aire, para cada temperatura y cada altura de presión, mediante la fórmula:

$$\delta = \frac{25 + 273 \cdot h}{76(\theta + 273)} = \frac{3.921 \cdot h}{273 + \theta}$$

Obteniéndose los siguientes valores:

$$\begin{aligned}\delta(800) &= 0.9455 \\ \delta(1000) &= 0.9282 \\ \delta(700) &= 0.9542\end{aligned}$$

• **Aplicando finalmente la fórmula de Peek, para las distintas densidades relativas, obtendremos para tiempo seco:**

$$\begin{aligned}\text{Tiempo seco} \Rightarrow U_c(800) &= 268.07 \text{ KV} \\ U_c(1000) &= 263.17 \text{ KV} \\ U_c(700) &= 270.5 \text{ KV}\end{aligned}$$

• **Y para tiempo húmedo:**

$$\begin{aligned} \text{Tiempo húmedo} \Rightarrow U_c(800) &= 214.5 \text{ KV} \\ U_c(1000) &= 210.53 \text{ KV} \\ U_c(700) &= 216.44 \text{ KV} \end{aligned}$$

Nos falta solamente encontrar la tensión más elevada, que consideraremos un 15% más alta que la nominal:

$$U_{me} = U_{línea} \cdot 1.15 = 200 \cdot 1.15 = 230 \text{ KV}$$

Con estos datos podemos concluir afirmando:

- **Para tiempo húmedo se producirá efecto corona ($U_{me} > U_c$)**
- **Para tiempo seco, no se producirá efecto corona ($U_{me} < U_c$)**

Con estos valores, vemos que es innecesario el cálculo del efecto corona para tiempo seco, pero en cambio es necesario para tiempo húmedo. Para este régimen tendremos, según la fórmula de Peek:

$$\text{Potencia pérdida por fase y por km} = \frac{241}{\delta} \cdot (f + 25) \cdot \sqrt{\frac{r_e}{D_e}} \cdot \left[\frac{U_{me}}{\sqrt{3}} - \frac{U_c}{\sqrt{3}} \right]^2 \cdot 10^{-5}$$

De esta fórmula todos los términos son conocidos. Nótese que tanto la densidad relativa del aire (δ) como la tensión crítica disruptiva (U_c) tendrán valores distintos según la zona de estudio. Por tanto, se obtendrán tres potencias de pérdidas:

$$\begin{aligned} P_{Fase-km} (800) &= 0.568 \text{ KW/km.fase} \\ P_{Fase-km} (1000) &= 0.9136 \text{ KW/km.fase} \\ P_{Fase-km} (700) &= 0.431 \text{ KW/km.fase} \end{aligned}$$

Siendo la potencia total:

$$\text{Potencia total pérdida por efecto corona} = 0.568 \cdot 30 \cdot 3 + 0.9136 \cdot 80 \cdot 3 + 0.431 \cdot 50 \cdot 3 = 335.03 \text{ KW}$$

Si calculamos ahora las pérdidas por conductancia, obtendremos sustituyendo en la fórmula siguiente, para cada valor de potencia por fase y km, con su correspondiente U_c :

$$G_{Fase-km} = \frac{P_{Fase-km}}{\left(\frac{U_c}{\sqrt{3}} \right)^2} \cdot 10^{-3}$$

$$G_{Fase-km} (800) = 3.703 \cdot 10^{-8} \text{ Siemens/km.fase}$$

$$G_{Fase-km} (1000) = 6.18 \cdot 10^{-8} \text{ Siemens/km.fase}$$

$$G_{Fase-km} (700) = 2.76 \cdot 10^{-8} \text{ Siemens/km.fase}$$

Valor que nos dará un total de:

$$G_{\text{aislador}} = 3.703 \cdot 10^{-8} \cdot 3 \times 30 + 6.18 \cdot 10^{-8} \cdot 80 \cdot 3 + 2.76 \cdot 10^{-8} \cdot 50 \cdot 3 = 2.23 \cdot 10^{-5} \text{ Siemens}$$

Resumiendo, los valores totales tanto de las pérdidas por efecto corona como por efecto aislador son:

$$P_{\text{total}} = P_{\text{corona}} + P_{\text{aislador}} = 706.46 \text{ KW}$$

$$G_{\text{total}} = G_{\text{corona}} + G_{\text{aislador}} = 5.0157 \cdot 10^{-5} \text{ siemens}$$

Estos valores representan sobre el total de la potencia suministrada por la línea:

$$\Delta P = \frac{P_{\text{pérdidas}}}{P_{\text{Línea}}} 100 = \frac{706.46}{150000} 100 = 0.47\%$$

Valor despreciable frente al total suministrado. Es por este motivo, unido a la dificultad de hallar unos valores fiables, por lo que en muchas ocasiones se desprecia el valor de la conductancia en los cálculos industriales de redes de suministro de energía eléctrica.

3.4 Cuestiones y problemas

Cuestiones

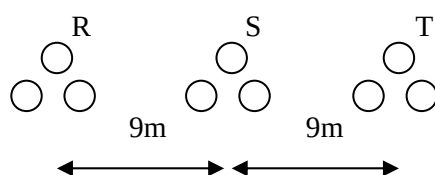
- 1 ¿Qué es la capacidad? ¿De qué depende? ¿Qué ley sirve de análisis para determinar la capacidad (dar fórmula)?
- 2 Enumerar los tipos de condensadores más usuales, indicando sus características básicas.
- 3 ¿Cómo puede aumentarse la capacidad de un condensador? ¿Qué ocurre si aumentamos en exceso la distancia entre las placas de un condensador?
- 4 ¿Cómo se comporta un condensador conectado en corriente continua? ¿Puede acumularse la energía eléctrica en continua? ¿Cuál es el valor de la intensidad en el circuito cuando el condensador está cargado? ¿Cuál es el verdadero sentido de la corriente eléctrica en un circuito conectado en continua?
- 5 ¿Cómo se comporta un condensador conectado en corriente alterna? ¿Puede acumularse la energía eléctrica en alterna? ¿Con señales cuadradas o triangulares es posible cargar un condensador completamente?, ¿por qué?
- 6 Indíquense algunas aplicaciones de los condensadores conectados en corriente alterna (breve explicación de cada uno).
- 7 ¿Cómo es posible eliminar armónicos a alta frecuencia mediante el uso de condensadores conectados a tierra? Razonar la respuesta.

- 8 Los filtros pasa banda, pasa altos y pasa bajos son ampliamente usados en sistemas de comunicación. Comentar los principios básicos que los rigen.
- 9 ¿Cómo es posible hablar de efecto capacitativo entre los conductores de las líneas eléctricas, si estos conductores están alejados entre ellos y sus placas (los mismos conductores) son muy pequeñas, contradiciendo el principio básico de los condensadores (placas grandes y muy juntas)?
- 10 Una línea eléctrica de 60 km de longitud se deja abierta en su extremo final. ¿Circulará corriente por ella? Y si la línea tiene 265 km de longitud ¿existirá ahora corriente en la línea cuando ésta se deja en vacío? Razonar respuestas.
- 11 ¿Es suficiente con dejar una línea eléctrica abierta en sus dos extremos (a la hora de realizar un mantenimiento), para asegurar que por ella no existe carga eléctrica? Razonar la respuesta.
- 12 Explicar el efecto Ferranti. ¿Cuándo se origina? ¿Qué efectos produce? ¿Puede darse en líneas cortas dejadas en vacío? ¿Por qué? ¿Cuál es su principal efecto negativo sobre las instalaciones eléctricas?
- 13 Indicar qué fórmulas se aplicarían para hallar la capacidad por km de una línea eléctrica formada por dos circuitos dúplex.
- 14 ¿Es cierta la siguiente afirmación? Cuando existe más de un circuito en una línea de transmisión de energía, la susceptancia total de un circuito se debe dividir por el número de circuitos existentes. ¿Por qué? (Razonar las respuestas.)
- 15 Para el cálculo de la distancia media geométrica entre fases: ¿es diferente si se trata de un circuito simple o de un circuito triplex? ¿Y si el cálculo es entre una línea con un circuito cuadrúplex o con dos circuitos simples? Razonar las respuestas dando las fórmulas necesarias.
- 16 El radio equivalente se define como el radio que abarcaría a todos los conductores que forman una fase de una línea eléctrica de transporte. Dedúzcase matemáticamente el radio equivalente para un circuito cuádruplex.
- 17 La capacidad por km hallada con las fórmulas dadas en el capítulo se mide en faradios. Para el cálculo de líneas aéreas, interesa que ésta venga expresada en siemens. ¿Cómo se efectúa la transición de unidades y cómo se llama a la nueva magnitud obtenida? ¿Qué lugar le corresponde a esta magnitud dentro de la admitancia?
- 18 ¿Qué se entiende por conductancia? ¿Unidades? ¿Cómo se obtiene la fórmula para su cálculo industrial?
- 19 ¿De qué depende la conductancia referida a las líneas aéreas? ¿Es posible calcularla de forma exacta? ¿Qué efectos engloba la conductancia? ¿Cuándo se utiliza el cálculo de la conductancia?
- 20 ¿Qué es el efecto aislador? ¿El tamaño de los aisladores de las líneas de transporte de energía eléctrica, de qué depende? ¿Qué materiales son utilizados para la construcción de los aisladores?
- 21 ¿A qué se denomina cadena de aisladores? ¿Qué valores se adoptan para designar las pérdidas por efecto aislador en ambientes secos? ¿Y en ambientes húmedos o contaminados? ¿Cómo se tienen en cuenta las variaciones de las condiciones atmosféricas a lo largo de una línea de transporte?
- 22 El efecto corona es quizás uno de los efectos más llamativos de los fenómenos eléctricos. ¿En qué consiste? ¿Qué colores puede adquirir, y qué significan? ¿La forma que adopta este efecto, de qué depende?
- 23 Definir: tensión crítica disruptiva y tensión crítica visual. ¿Cuál es la más importante? Indicar la fórmula de la tensión crítica disruptiva, así como los valores que cada término puede tener y sus unidades.
- 24 ¿La densidad relativa del aire de qué depende? ¿Qué fórmula se utiliza para su cálculo? Indíquense las unidades que corresponden a cada término y cómo se determinan la altura de presión relativa.
- 25 ¿Cuál es la fórmula que permite calcular las pérdidas por efecto corona de un conductor? ¿Qué se entiende por tensión más elevada? ¿Qué condición debe cumplirse para que existan pérdidas por efecto corona?

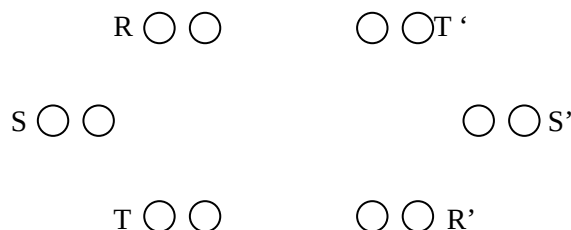
Problemas

- 1 Disponemos de una línea eléctrica formada por un circuitos simple, construido con conductores tipo halcón. Si la longitud de la línea es de 208 km, la potencia activa trifásica de 100 MW y la tensión de línea de 220m kV. ¿Cuál será la conductancia total por fase de la línea?
- 2 Disponemos de una línea eléctrica formada por un circuito cuádruplex, construido con conductores tipo cóndor. Si la longitud de la línea es de 136 km, la potencia activa trifásica de 136 MW y la tensión de línea de 110 kV. ¿Cuál será la conductancia total por fase de la línea?
- 3 Disponemos de una línea eléctrica formada por un circuito tríplex con conductores tipo cóndor. La figura siguiente muestra la disposición de los cables. Hallar la susceptancia por fase si la línea tiene una longitud de 163 km (la distancia entre conductores de una misma fase es de 400mm).

4

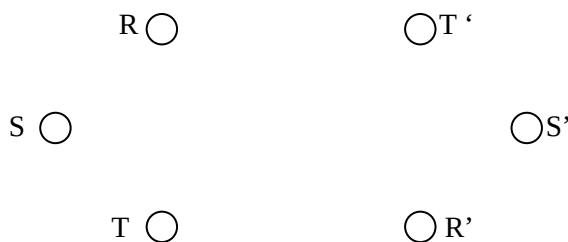


- 5 Disponemos de una línea eléctrica formada por dos circuito dúplex con conductores halcón. La figura siguiente muestra la disposición de los cables. Hallar la susceptancia por fase si la línea tiene una longitud de 206 km (la distancia entre conductores de una misma fase es de 400mm).



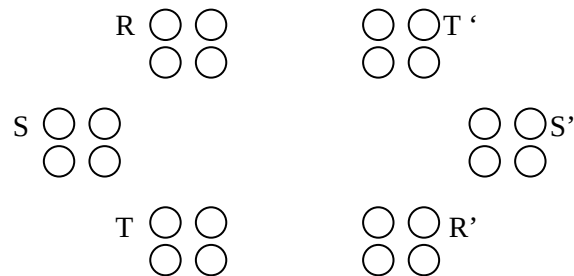
Las distancias son: $d_{RS}= 6.32m$ $d_{RT}= 12m$ $d_{RR'}= 16.97m$ $d_{RS'}= 15.23m$ $d_{RT'}= 12m$ $d_{SS'}= 16m$

- 6 Disponemos de una línea eléctrica formada por dos circuito simples con conductores gaviota. La figura siguiente muestra la disposición de los cables. Hallar la susceptancia por fase si la línea tiene una longitud de 96 km (la distancia entre conductores de una misma fase es de 400mm).



Las distancias son: $d_{RS}= 4.92m$ $d_{RT}= 9m$ $d_{RR'}= 13.45m$ $d_{RS'}= 12.81m$ $d_{RT'}= 10m$ $d_{SS'}= 14m$

- 7 Disponemos de una línea eléctrica formada por dos circuitos cuádruplex con conductores Halcón. La figura siguiente muestra la disposición de los cables. Hallar la susceptancia por fase si la línea tiene una longitud de 114 km (la distancia entre conductores de una misma fase es de 400mm).



Las distancias son: $d_{RS}= 9.48\text{m}$ $d_{RT}= 18\text{m}$ $d_{RR'}= 23.43\text{m}$ $d_{RS'}= 17.49\text{m}$ $d_{RT'}= 12\text{m}$ $d_{SS'}= 18\text{m}$

4 Cálculo de líneas eléctricas

4.1 Introducción

Una operación muy importante, dentro del diseño y operación de un sistema de potencia, lo constituye la conservación del nivel de la tensión dentro de unos límites especificados. En este capítulo se desarrollarán ecuaciones que permitirán calcular las magnitudes eléctricas de un punto determinado de una línea de transmisión de energía eléctrica, siempre que estos valores sean conocidos en otro punto de la propia línea, que en general corresponderán al origen o final de la misma.

No solamente se darán las ecuaciones que permitan este cálculo, sino que, mediante la explicación de sus efectos, se comprenderá de forma clara y práctica la influencia que cada parámetro ejerce en el diseño final de una línea de transmisión de energía eléctrica.

En los modernos sistemas informatizados, constantemente se recogen datos de varias magnitudes eléctricas (flujos de potencia, intensidades, tensiones, frecuencia, etc.) que permiten en cada momento tomar decisiones como: si conectar o desconectar líneas en servicio; sobre el reparto de cargas a suministrar por las centrales; o los cambios a efectuar en los parámetros de las líneas. Sin embargo, aun con los progresos en el campo de la informática, siempre serán necesarias estas ecuaciones que nos permitan un entendimiento global de lo que ocurre en el sistema, permitiendo una mejor eficiencia, con menos pérdidas, y en definitiva, un mejor aprovechamiento de los recursos y combustibles naturales cada vez más limitados.

No se estudiará, en este capítulo, el régimen transitorio (cortocircuitos, armónicos, etc.), tratándose no obstante en profundidad el régimen permanente, es decir, cuando las líneas funcionan bajo condiciones normales y no están sometidas a variaciones bruscas debidas a fallas o defectos que puedan afectarlas.

4.2 Conceptos previos

Primeramente, vamos a recordar algunos conceptos estudiados en capítulos anteriores que nos facilitarán la comprensión de las fórmulas y apartados expuestos en el presente capítulo.

La energía eléctrica se puede generar de dos formas distintas, en continua o en alterna. En su forma de continua, sólo existe un valor para designar una magnitud determinada; este valor es además inalterable con el tiempo y será el empleado para realizar los cálculos (los números y operaciones serán, pues, algebraicos). En su forma alterna, por el contrario, necesitamos definir tanto el valor de la magnitud como su frecuencia. El valor de la magnitud periódica, asimismo, puede expresarse de diferentes formas, pero siempre como vector, lo que complicará los cálculos. Llegados a este punto es importante saber, de todos estos posibles valores, ¿cuál utilizaremos para realizar cálculos?

Para responder a la pregunta, primeramente vamos a representar una magnitud alterna cualquiera (A), en función del tiempo. El proceso ocurre como si un vector fuera rotando en un círculo hasta cubrir los 360° , representándose sus proyecciones sobre un plano. La forma que irá tomando la magnitud será una senoide periódica, la cual tendrá unos máximos positivos o negativos y unos puntos (paso por cero), en los cuales su valor será nulo.

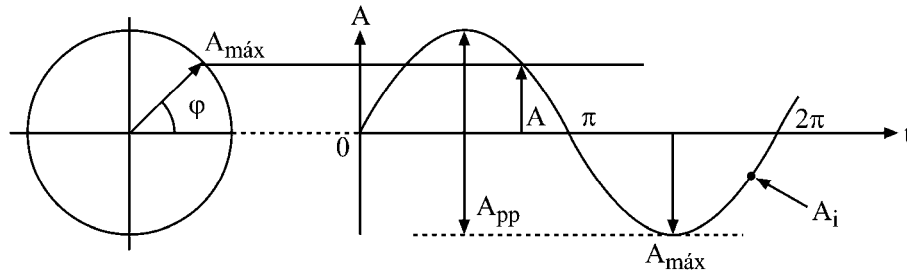


Fig. 4.1 Generación de una señal senoidal

Como mínimo podemos encontrar las siguientes expresiones para representar la magnitud (A), de forma que:

- A_{pp} = valor pico a pico, es decir, la diferencia entre valores extremos que alcanza la magnitud a lo largo de todo un periodo.
- $A_{máx}$ = valor máximo que alcanza la magnitud con un signo determinado (positivo o negativo). Coincide con la mitad del valor pico a pico, si se trata de una senoide periódica regular.
- A_i = valor instantáneo que va tomando la magnitud a lo largo del tiempo. Este valor es ampliamente usado para estudios de regímenes transitorios.
- A = valor eficaz de la señal (es el equivalente al valor de la magnitud que en continua causaría los mismos efectos térmicos y energéticos en un sistema eléctrico).

Una de las formas más empleadas para designar el valor de una magnitud en alterna es el valor eficaz, aunque no es un valor real como los otros (ya que se obtiene por cálculo al igualar las pérdidas energéticas por efecto *Joule* que un elemento produciría si se conectase en alterna o en continua); es el valor más parecido a la energía continua que se conoce, produciéndose en cada periodo el mismo gasto energético si un circuito se conecta en continua, o bien si se conecta en alterna, siempre que el valor en alterna se haya tomado como eficaz. Este valor, al variar con el tiempo, describe ángulos diferentes, no pudiéndose representar solamente por un valor algebraico, *siendo necesario el uso de fasores o vectores (parte real más parte imaginaria, o, módulo más ángulo)*.

Algunas relaciones para señales periódicas senoidales son:

$$A_{pp} = (\text{valor máximo positivo} - \text{valor máximo negativo})$$

$$A_{max} = \frac{A_{pp}}{2} \quad [4.1]$$

$$A_i = A_{max} \cdot \text{sen } \omega t \quad [4.2]$$

$$A = \frac{A_{max}}{\sqrt{2}} \quad [4.3]$$

Otro aspecto importante es el desfase que introducen elementos como bobinas o condensadores. Se debe tener presente que una reactancia inductiva (bobina) representa una resistencia desfasada 90° , mientras que una reactancia capacitiva (condensador) representa una resistencia, pero con ángulo de desfase de -90° . Así, las corrientes pueden representarse respecto a la tensión de las siguientes formas, dependiendo de si el receptor o carga es, óhmico, inductivo o capacitivo:

- Carga óhmica:

$$\bar{I} = \frac{\bar{U}(\varphi)}{R(0^\circ)} = I(\varphi) \quad [4.4] \quad \text{La corriente está en fase con la tensión}$$

- Carga inductiva:

$$\bar{I} = \frac{\bar{U}(\varphi)}{X_L(90^\circ)} = I(\varphi - 90^\circ) \quad [4.5] \quad \text{La corriente está atrasada } 90^\circ \text{ con respecto a la tensión}$$

- Carga capacitiva:

$$\bar{I} = \frac{\bar{U}(\varphi)}{X_c(-90^\circ)} = I(\varphi + 90^\circ) \quad [4.6] \quad \text{La corriente está adelantada } 90^\circ \text{ con respecto a la tensión}$$

En cuanto a las tensiones el proceso se invierte

- Carga óhmica:

$$\bar{U}_R = \bar{I} \cdot R = I(\varphi) \cdot R(0^\circ) = U(\varphi) \quad [4.7] \quad \text{La caída de tensión está en fase con la intensidad}$$

- Carga inductiva:

$$\bar{U}_{XL} = \bar{I} \cdot X_L = I(\varphi) \cdot X_L(90^\circ) = U(\varphi + 90^\circ) \quad [4.8] \quad \text{La caída de tensión está adelantada } 90^\circ \text{ con respecto a la intensidad}$$

- Carga capacitiva:

$$\bar{U}_{Xc} = \bar{I} \cdot X_c = I(\varphi) \cdot X_c(-90^\circ) = U(\varphi - 90^\circ) \quad [4.9] \quad \text{La caída de tensión está retrasada } 90^\circ \text{ con respecto a la intensidad}$$

4.3 Diagramas

Veamos un resumen de los conceptos vistos en el apartado anterior, expresados mediante diagramas de tensiones e intensidades, con los desfases producidos con el empleo de las diversas cargas.

Una línea convencional, con una carga conectada en su extremo final, puede representarse como una resistencia y una inductancia de la forma que indica la figura:

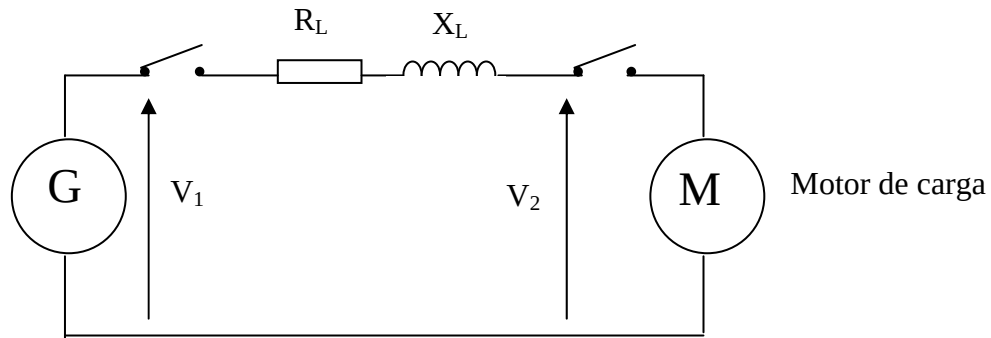


Fig. 4.2 Sistema eléctrico convencional

Según el esquema expuesto, podemos dividir los sistemas eléctricos en función del tipo de carga a la que están conectados:

4.3.1 Carga resistiva

Si el receptor se comporta como una resistencia pura, la intensidad no sufre ningún desfase con respecto a la tensión. Las caídas que se producen en la línea (resistencia de línea más reactancia inductiva de línea) siguen las normas expuesta en el apartado anterior.

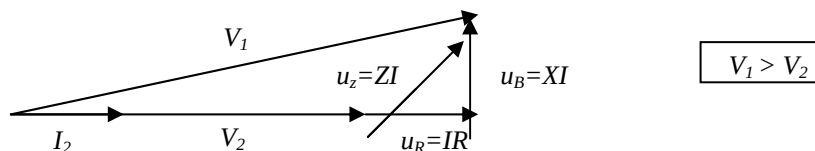


Fig. 4.3 Diagrama de tensiones de un circuito resistivo

Nótese que, en este caso, la tensión del generador V_1 es mayor que la tensión del receptor V_2 siguiendo el orden normal de estos sistemas (caída de tensión positiva).

4.3.2 Carga inductiva resistiva (tipo bobinas más resistencias)

Si el receptor se comporta como una combinación de resistencia y bobinas (caso más típico, ya que la mayoría de máquinas eléctricas están formadas por bobinados, y éstos presentan resistencia e inductancia), la intensidad total presentará un ángulo de desfase respecto a la tensión, que estará comprendido entre 0° y -90° (ya que si fuese una resistencia pura valdría 0° , y si se tratara de una bobina pura el desfase ascendería a -90°). El paso de esta intensidad por la resistencia e inductancia de la línea representará unas caídas de tensión como las mostradas en el siguiente diagrama.

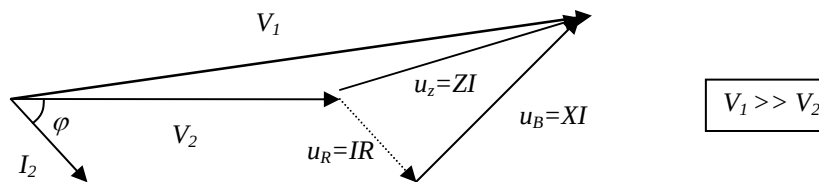


Fig. 4.4 Diagrama de tensiones de un circuito inductivo resistivo

Nótese que, en este caso, la tensión al final de línea V_2 es aún menor que en el caso resistivo anterior, respecto a la tensión origen V_1 , es decir, la caída de tensión es mayor, manteniéndose el signo positivo de la misma.

4.3.3 Carga capacitiva resistiva (tipo condensadores más resistencia)

Este es un caso mucho menos frecuente, ya que no existen motores formados por condensadores. Esta situación suele presentarse cuando se realiza una compensación de potencia, o bien, cuando la línea está en vacío, pero en operación (efecto Ferranti).

El desfase de la intensidad de línea estará comprendido entre los 0° y los 90° positivos, dependiendo de la proporción de resistencia y condensadores que exista en la carga.

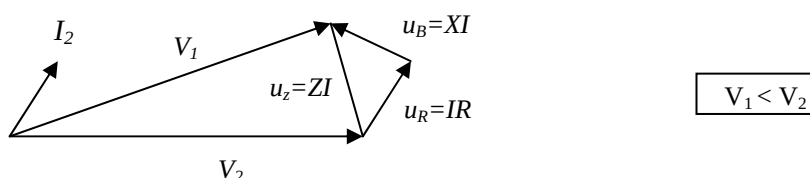


Fig. 4.5 Diagrama de tensiones de un circuito capacitivo resistivo

En este caso la tensión final V_2 será mayor que la tensión en el inicio de línea V_1 , dándose una caída de tensión negativa (efecto Ferranti). Este efecto es muy perjudicial para las máquinas eléctricas, por lo que en capítulos posteriores se darán pautas para aminorarlo o eliminarlo.

4.4 Tipos de parámetros

Los parámetros representativos de cualquier sistema de potencia son cuatro: resistencia (R), inductancia (L), conductancia (G) y capacidad (C).

Estos parámetros pueden agruparse como longitudinales (resistencias e inductancias), o bien, como transversales (conductancia y capacidad).

Parámetros longitudinales

$$R, L \quad X_L = L \cdot \omega \rightarrow \bar{Z}_L = (R + jX) \text{ Impedancia} \quad [4.10]$$

Parámetros transversales

$$G, C \quad B = C \cdot \omega \rightarrow \bar{Y}_L = (G + jB) \text{ Admitancia} \quad [4.11]$$

Es una suerte que el parámetro conductancia no tenga un valor relevante en los resultados finales de cálculo, ya que es prácticamente imposible determinar su valor exacto al depender éste de muchos condicionantes o variables difíciles de determinar. Los otros tres parámetros influyen de forma distinta dependiendo de la longitud de la línea.

4.5 Cálculo de líneas. Métodos de las constantes, en “T” y en “Π”

Para realizar el cálculo de las líneas eléctricas se aceptan unas simplificaciones que no afectan prácticamente a los resultados finales, pero por el contrario simplifican considerablemente la complejidad de los problemas.

- La altura de las líneas se mantiene constante en todo su trayecto (en realidad los centros de los vanos estarán más cerca del suelo, mientras que en los apoyos la altura será más considerable).
- Los parámetros eléctricos se mantienen constantes en todo el trayecto de las líneas (los apoyos en realidad introducen modificaciones a esta afirmación).
- Las condiciones externas a la línea (condiciones medioambientales principalmente) se mantienen regulares en toda la longitud de la línea.
- Siempre se considerará que los sistemas están conectados en estrella (si lo están en triángulo se convertirá éste a un sistema en estrella), y por tanto las fórmulas a emplear seguirán la notación indicada:

- **Las intensidades en conexión estrella no cambian:** $\bar{I}_{\text{Línea}} = \bar{I}_{\text{Fase}}$
- **Las tensiones variarán de línea a fase:** $\bar{U}_{\text{Línea}} = \bar{V}_{\text{Fase}} \cdot \sqrt{3}$
- **Con la notación dada U, se simbolizará los valores de línea y V, representará los valores de fase.**
- **A todas las magnitudes vectores, se les asignará el símbolo $\bar{U}$, por ejemplo.**

Considerando estas simplificaciones se puede afirmar que si se conocen los valores de P , U , y el ángulo total en un punto de la línea, es posible hallar los valores de todas las variables en otro punto de la misma. Si llamamos 2 al punto final de la línea y 1 al inicio de la misma, tendremos:

$$P_2, U_2, \varphi_2 \longrightarrow P_1, \bar{U}_1, I_1, P_1, Q_1, \bar{S}_1$$

En capítulos posteriores se estudiará cómo resolver situaciones en las cuales son conocidos parcialmente parámetros tanto del principio como del final de la línea, dándose ecuaciones que permitan resolver estas situaciones.

Desde el punto de vista del cálculo de líneas eléctricas, es posible realizar una división de las mismas en función de su longitud.

4.5.1 Líneas cortas (longitud inferior a 80 km)

Se considera una línea de longitud corta, aquella cuya longitud no excede de los 80 km. Con esta longitud puede despreciarse el efecto producido por la conductancia (efecto corona y efecto aislador), asimismo, el efecto capacitivo es de valor tan pequeño que prácticamente tampoco influye en los resultados, no teniéndose presente.

Los valores de la resistencia y de la inductancia sí son necesarios, pero pueden tomarse de forma concentrada, simplificándose enormemente las operaciones.

$$R, X \rightarrow \bar{Z}_L = (R + jX) \text{ La impedancia la podemos tomar concentrada} \quad [4.12]$$

$$B = C \cdot w = 0$$

$$G = 0 \text{ (siempre)} \rightarrow \bar{Y}_L = (G + jB) = 0 \text{ Podemos despreciar la admitancia} \quad [4.13]$$

El circuito equivalente de una línea de transmisión corta quedará pues reducido a una resistencia y una inductancia, conectadas en serie y concentradas en el centro de la línea.

De cada circuito se realizarán dos estudios, uno en régimen de carga y otro en régimen de vacío, ya que éstos son los estados más significativos, aunque no los únicos.

4.5.1.1 Línea corta de transmisión de energía eléctrica en carga

Si se conecta una carga al extremo de una línea de transmisión de energía eléctrica, se cerrará el circuito fluyendo una corriente a lo largo de la misma. Esta corriente se mantendrá constante, al no existir las pérdidas transversales debidas a la capacidad o a la conductancia.

El tipo de carga que se conecte al final de la línea determinará el módulo y el ángulo de la intensidad, resultando ésta de origen óhmico, inductivo o capacitivo, si la carga al final de línea resulta ser óhmica, inductiva o capacitiva respectivamente.

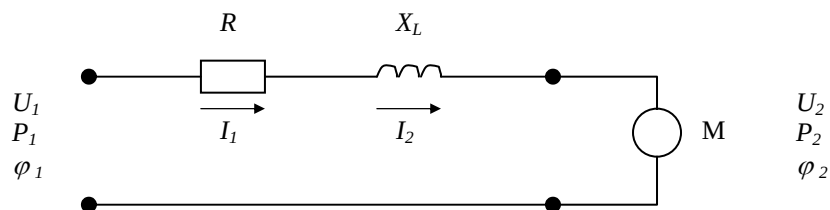


Fig. 4.6 Representación de una línea corta de transporte de energía eléctrica en carga

Las ecuaciones que definen el régimen de carga son, para las tensiones e intensidades:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \bar{Z} \cdot \bar{I}_2 \quad [4.14]$$

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_1 \quad [4.15]$$

4.5.1.2 Línea corta de transmisión de energía eléctrica en vacío

En vacío el circuito se simplifica, ya que al no tener ninguna carga conectada al final de la línea, el circuito permanece abierto, no circulando corriente a través del mismo.

Si no existe intensidad, no puede existir caída de tensión, igualándose en este caso las tensiones del final y del principio de la línea.

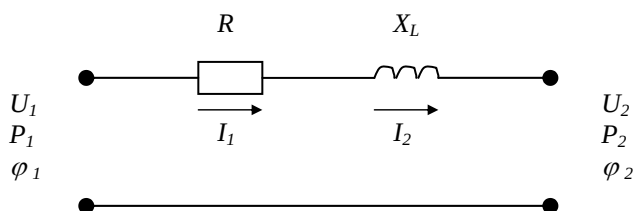


Fig. 4.7 Representación de una línea corta de transporte de energía eléctrica en vacío

Las ecuaciones que definirán este régimen de vacío, para las tensiones e intensidades, son las siguientes:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = 0 \quad [4.16]$$

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 \quad [4.17]$$

4.5.2 Línea de longitud media (longitudes comprendidas entre 80 km y 240 km)

Para el cálculo de las líneas de longitud media, ya no es suficiente con contemplar los efectos que ejercen la resistencia y la inductancia, debiéndose incluir el valor del efecto de la capacidad, debido a que con estas longitudes ya empieza a ser significativo. La conductancia sigue siendo de un valor muy pequeño y, dada la dificultad de su cálculo, puede despreciarse.

Existirá, por lo tanto, impedancia y admitancia en estas líneas medias, aunque se seguirán considerando agrupadas o concentradas.

$$R, X \quad \rightarrow \quad \bar{Z}_L = (R + jX) \quad \text{Valores concentrados} \quad [4.18]$$

$$G=0 \quad B=w \cdot C \rightarrow \quad \bar{Y}_L = (G + jB) \quad \text{Valores concentrados} \quad [4.19]$$

Como en el caso de la línea corta, siendo conocidas las magnitudes de un punto de la línea (normalmente el final de la misma), U_2 , P_2 , y φ_2 , pretendemos hallar los valores de las incógnitas U_1 , P_1 , φ_1 , al principio de la misma, aparte de considerar también los dos regímenes de funcionamiento (el de plena carga y el de vacío).

Existen, al menos, dos formas de agrupar los parámetros eléctricos que influyen en una línea eléctrica de longitud media, no afectando prácticamente a la calidad de los resultados su elección.

- **Método del circuito equivalente en T**
- **Método del circuito equivalente en π**

4.5.2.1 Método del circuito equivalente en “T”

Con este método se agrupan los parámetros transversales (conductancia y capacidad), en la parte central de la línea, dejándose a los parámetros longitudinales (resistencia e inductancia) divididos en dos grupos iguales, mitad de los totales, colocados en los extremos de la línea. Con esta distribución el conjunto de la línea se asemeja a la letra T, de donde deriva su nombre.

Con la inclusión de uno de los parámetros transversales, la capacidad, se trunca la idea de intensidad única, ya que ahora existirán tres intensidades: una final, una inicial y una transversal (que es la diferencia de las dos anteriores) que circulará por la admitancia en paralelo.

4.5.2.1.1 Régimen en carga

La aparición de estas intensidades complica el estudio del problema, que abordaremos en primer lugar considerando que existe una carga conectada en el extremo final de la línea.

Como en el caso de la línea corta, se suponen conocidos los datos del extremo final de la línea (es decir conocida la carga), planteándose el problema con el objetivo de hallar los valores de las magnitudes eléctricas en el origen de la misma.

Con estas condiciones, el circuito resultante adquiere el siguiente aspecto:

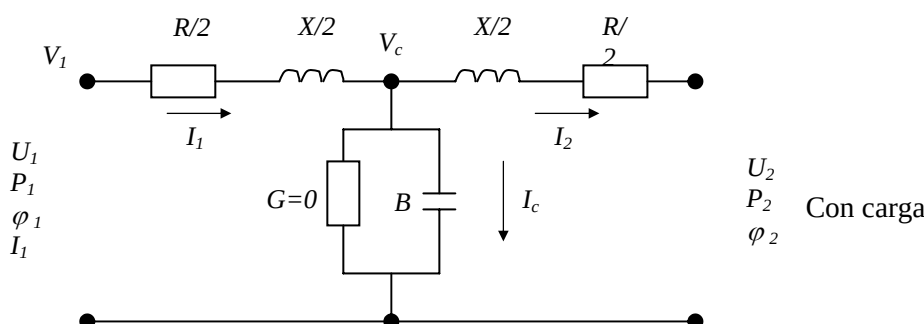


Fig. 4.8 Circuito equivalente en T para una línea de longitud media en carga

Conocido el valor de la carga (potencia y ángulo) y el valor de la tensión al final de la línea, se pasan a calcular las restantes magnitudes de este extremo receptor de la misma, mediante las siguientes expresiones:

$$P_2 = S_2 \cdot \cos \varphi_2 \quad \text{siendo} \quad P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2 \quad [4.20]$$

$$Q_2 = S_2 \cdot \sin \varphi_2 \quad \text{siendo} \quad Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_2 \quad [4.21]$$

$$\bar{S}_2 = \frac{P_2}{\cos \varphi_2} \quad \text{siendo} \quad \bar{S}_2 = \bar{U}_2 \cdot \bar{I}_2^* \cdot \sqrt{3} = (P_2 + jQ_2) \quad [4.22]$$

Otra fórmula importante es la que nos determina el ángulo final: $\varphi_2 = \varphi_{V2} - \varphi_{I2}$ [4.23]

Con estas fórmulas y conocidas las condiciones P_2 , U_2 , y φ_2 , la intensidad valdrá:

$$\bar{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2} (\varphi_{V2} - \varphi_2) \quad [4.24]$$

La tensión en el centro de la línea será:

$$\bar{V}_C = \bar{V}_2 + \frac{\bar{Z}_{Línea}}{2} \cdot \bar{I}_2 \quad [4.25]$$

Con esta tensión ya es posible obtener la intensidad que se derivará por el condensador:

$$\bar{I}_C = \bar{B} \cdot \bar{V}_C \quad [4.26]$$

La intensidad total o primaria será:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_C + \bar{I}_2 \quad [4.27]$$

Siendo la tensión al principio de línea:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_C + \frac{\bar{Z}_{Línea}}{2} \bar{I}_1 \quad [4.28]$$

Y recordando que: $\bar{I}_{1L} = \bar{I}_{1Fase}$ y que la tensión: $\bar{U}_{1L} = \bar{V}_{1Fase} \cdot \sqrt{3}$ [4.29]

Con un ángulo inicial total de valor: $\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1}$ [4.30]

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

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 \quad \text{Potencia activa} \quad [4.31]$$

$$Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 \quad \text{Potencia reactiva} \quad [4.32]$$

$$\bar{S}_1 = \bar{I}_1^* \cdot \bar{U}_1 \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1) \quad \text{Potencia aparente} \quad [4.33]$$

Finalmente la caída de tensión será: $\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100$ Este valor no excederá del 10%.

La pérdida de potencia valdrá: $\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P_1} 100$ Este valor no excederá del 3% cada 100 km.

Y el rendimiento del sistema vendrá definido por: $\eta = \frac{P_2}{P_1} 100$ [4.34]

4.5.2.1.2 Régimen en vacío

En ese caso, los cálculos se simplifican, ya que no es necesario conectar la carga y por tanto la intensidad de final de línea es nula.

Considerando los mismos supuestos anteriores, es decir, conocidas las principales magnitudes al final de la línea (P_2 , U_2 y φ_2), buscaremos las condiciones a las que está sometida en su inicio.

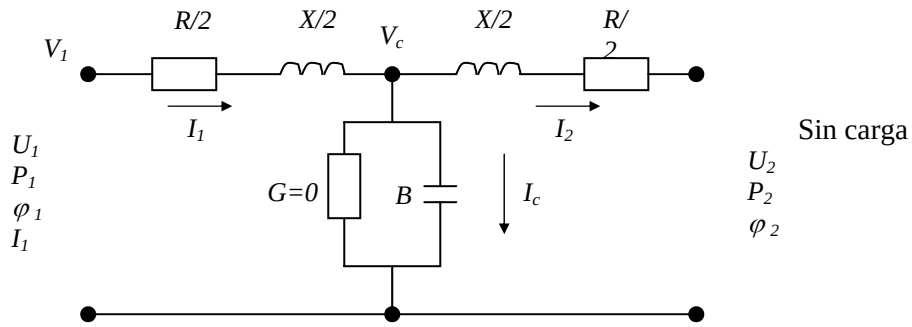


Fig. 4.9 Circuito equivalente en T de una línea de longitud media en vacío

Si no existe carga todas las potencias serán nulas: $P_2 = Q_2 = S_2 = 0$.

Las restantes expresiones quedarán como sigue:

Ángulo final: $\varphi_2 = \varphi_{v2} - \varphi_{I2} = 0$ [4.35]

La intensidad final será:

$$\bar{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2} (\varphi_{v2} - \varphi_2 = 0) \quad [4.36]$$

La tensión en el centro de la línea valdrá:

$$\bar{V}_C = \bar{V}_2 + \frac{\bar{Z}_{Línea}}{2} \cdot \bar{I}_2 = \bar{V}_2 \quad [4.37]$$

Con esta tensión ya es posible obtener la intensidad que se derivará por el condensador:

$$\bar{I}_C = \bar{B} \cdot \bar{V}_C = \bar{B} \cdot \bar{V}_2 \quad [4.38]$$

La intensidad total o primaria será:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_C + \bar{I}_2 = \bar{I}_C \quad [4.39]$$

Siendo la tensión al principio de línea:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_C + \frac{\bar{Z}_{Línea}}{2} \bar{I}_1 = \bar{V}_2 + \frac{\bar{Z}}{2} \bar{I}_C \quad [4.40]$$

Con una intensidad de línea: $\bar{I}_{1L} = \bar{I}_{1Fase}$ y con una tensión: $\bar{U}_{1L} = \bar{V}_{1Fase} \cdot \sqrt{3}$ [4.41]

El ángulo total inicial será: $\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1}$ [4.42]

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

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 \quad \text{Potencia activa} \quad [4.43]$$

$$Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 \quad \text{Potencia reactiva} \quad [4.44]$$

$$\bar{S}_1 = \bar{I}_1^* \cdot \bar{U}_1 \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1) \quad \text{Potencia aparente} \quad [4.45]$$

Finalmente la caída de tensión será: $\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100$ Este valor no excederá del 10%.

La pérdida de potencia valdrá: $\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P_1} 100$ En este caso la pérdida será del 100%.

Y el rendimiento del sistema será nulo al no existir potencia: $\eta = \frac{P_2}{P_1} 100 = 0$ [4.46]

4.5.2.2 Método del circuito equivalente en Π

A diferencia del método anterior, este método divide a la línea por sus parámetros transversales, manteniendo unidos los parámetros longitudinales, es decir, en el tramo central se situarán la resistencia y la reactancia inductiva en forma concentrada, mientras que la conductancia y la susceptancia ocuparán las posiciones extremas estando sus valores divididos por la mitad ($G/2$ y $B/2$), tal como se representa en la figura:

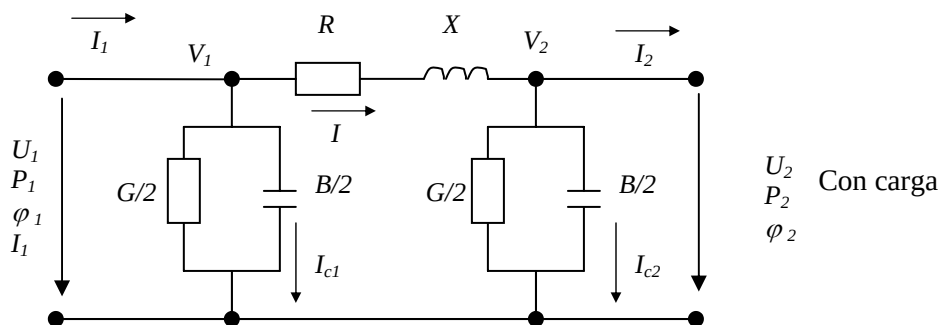


Fig. 4.10 Circuito equivalente en π para una línea de longitud media en carga

Con la inclusión de los parámetros transversales, se trunca la idea de intensidad única, ya que ahora existirán cinco intensidades: una final, una inicial, una intermedia (que pasa por los parámetros longitudinales), y dos transversales, que circularán por las admitancias en paralelo.

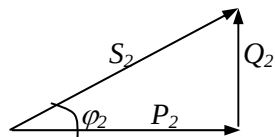
4.5.2.2.1 Régimen en carga

La aparición de estas intensidades complica el estudio del problema que abordaremos en primer lugar, considerando que existe una carga conectada en el extremo final de la línea.

Como en el caso de la línea corta, se suponen conocidos los datos del extremo final de la línea (es decir conocida la carga), planteándose el problema con el objetivo de hallar los valores de las magnitudes eléctricas en el origen de la misma.

Con estas condiciones, el circuito resultante adquiere el aspecto mostrado en la figura 5.10.

Como en el circuito equivalente en T, conocido el valor de la carga (potencia y ángulo) y de la tensión, al final de la línea, se pasan a calcular las restantes magnitudes de este extremo de la misma, mediante las siguientes expresiones:



$$P_2 = S_2 \cdot \cos \varphi_2 \quad \text{siendo} \quad P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2 \quad [4.47]$$

$$Q_2 = S_2 \cdot \sin \varphi_2 \quad \text{siendo} \quad Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_2 \quad [4.48]$$

$$\bar{S}_2 = \frac{P_2}{\cos \varphi_2} \quad \text{siendo} \quad \bar{S}_2 = \bar{U}_2 \cdot \bar{I}_2^* \cdot \sqrt{3} = (P_2 + jQ_2) \quad [4.49]$$

Otra fórmula importante es la que nos determina el ángulo final: $\varphi_2 = \varphi_{v2} - \varphi_{I2}$ [4.50]

Con estas fórmulas y conocidas las condiciones P_2 , U_2 , y φ_2 , la intensidad final valdrá:

$$\bar{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2} (\varphi_{v2} - \varphi_2) \quad [4.51]$$

La intensidad que se deriva por la admitancia transversal será:

$$\bar{I}_{C2} = \bar{V}_2 \cdot \frac{\bar{B}}{2} \quad [4.52]$$

La intensidad que pasará por la resistencia y la reactancia de la línea valdrá:

$$\bar{I} = \bar{I}_{C2} + \bar{I}_2 \quad [4.53]$$

Con el valor de esta intensidad es posible hallar la tensión en el extremo inicial de la línea, ésta vendrá dada por:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \cdot \bar{I} \quad [4.54]$$

Conocido el valor de la tensión en el origen, podemos hallar la intensidad que se deriva por la primera admitancia transversal:

$$\bar{I}_{C1} = \bar{V}_1 \cdot \frac{\bar{B}}{2} \quad [4.55]$$

Conocidas I_{C1} , e I , podemos hallar la intensidad en el origen:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_{C1} + \bar{I} \quad [4.56]$$

Siendo el valor de la intensidad: $\bar{I}_{1L} = \bar{I}_{1Fase}$ y de la tensión: $\bar{U}_{1L} = \bar{V}_{1Fase} \cdot \sqrt{3}$ [4.57]

El ángulo total inicial valdrá: $\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1}$ [4.58]

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

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 \quad \text{Potencia activa} \quad [4.59]$$

$$Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 \quad \text{Potencia reactiva} \quad [4.60]$$

$$\bar{S}_1 = \bar{I}_1^* \cdot \bar{U}_1 \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1) \quad \text{Potencia aparente} \quad [4.61]$$

Finalmente la caída de tensión será: $\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100$ Este valor no excederá del 10%.

La pérdida de potencia valdrá: $\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P_1} 100$ Este valor no excederá del 3% cada 100 km.

Y el rendimiento del sistema estará definido por: $\eta = \frac{P_2}{P_1} 100$ [4.62]

4.5.2.2 Régimen de vacío

En ese caso los cálculos se simplifican, ya que no es necesario conectar la carga y por tanto la intensidad del final de línea es nula.

Considerando los mismos supuestos anteriores, es decir, conocidas las principales magnitudes al final de la línea (P_2 , U_2 y φ_2), buscaremos las condiciones iniciales de la misma.

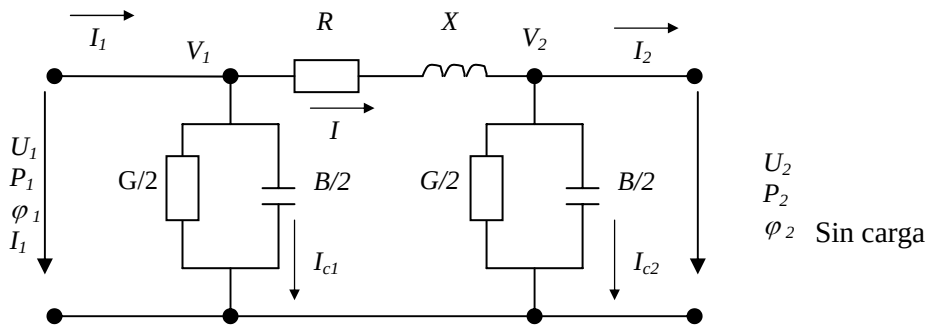


Fig. 4.11 Circuito equivalente en π para una línea de longitud media en vacío

Si no existe carga, todas las potencias tendrán valor nulo: $P_2 = Q_2 = S_2 = 0$.

Las restantes expresiones quedarán como sigue:

Ángulo al final de la línea: $\varphi_2 = \varphi_{v2} - \varphi_{l2} = 0$ [4.63]

La intensidad final de línea:

$$\bar{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2} (\varphi_{v2} - \varphi_2 = 0) \quad [4.64]$$

La intensidad que se deriva por la segunda admitancia transversal es:

$$\bar{I}_{C2} = \bar{V}_2 \cdot \frac{\bar{B}}{2} \quad [4.65]$$

La intensidad que pasará por la resistencia y la reactancia de la línea será:

$$\bar{I} = \bar{I}_{C2} + \bar{I}_2 = \bar{I}_{C2} \quad [4.66]$$

Ya que la intensidad al final de línea es cero. Con el valor de esta intensidad es posible hallar la tensión en el extremo inicial de la línea, ésta vendrá dada por:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \cdot \bar{I} \quad [4.67]$$

Conocido el valor de la tensión en el origen, podemos hallar la intensidad que se deriva por la primera admitancia transversal:

$$\bar{I}_{C1} = \bar{V}_1 \cdot \frac{\bar{B}}{2} \quad [4.68]$$

Conocidas I_{C1} e I , podemos hallar la intensidad en el origen:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_{C1} + \bar{I} \quad [4.69]$$

Siendo el valor de la intensidad: $\bar{I}_{1L} = \bar{I}_{1Fase}$ y el de la tensión: $\bar{U}_{1L} = \bar{V}_{1Fase} \cdot \sqrt{3}$ [4.70]

Finalmente hallamos los ángulos totales: $\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1}$ [4.71]

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

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 \quad \text{Potencia activa} \quad [4.72]$$

$$Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 \quad \text{Potencia reactiva} \quad [4.73]$$

$$\bar{S}_1 = \bar{I}_1^* \cdot \bar{U}_1 \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1) \quad \text{Potencia aparente} \quad [4.74]$$

Finalmente la caída de tensión será: $\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100$ Este valor no excederá del 10%.

La pérdida de potencia valdrá: $\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P_1} 100$ En este caso la pérdida será del 100%.

Y el rendimiento del sistema estará definido por: $\eta = \frac{P_2}{P_1} 100$ [4.75]

4.5.3 Líneas largas (longitudes superiores a 240 km)

Para el cálculo de líneas de gran longitud, no es suficiente con contemplar los efectos que ejercen la resistencia, la inductancia, la capacidad y la conductancia en su forma concentrada. La línea es demasiado larga para reunir los efectos de estos parámetros en un solo punto, siendo necesario para el

cálculo de las magnitudes eléctricas distribuir los parámetros transversales y longitudinales de forma continua, lo que conlleva la utilización de formulas más complejas y laboriosas.

De forma resumida tendremos:

$$R, X \rightarrow \bar{Z} = (R + jQ) \text{ Valores distribuidos} \quad [4.76]$$

$$G=0 \quad B=w \cdot C \rightarrow \bar{Y} = (G + jB) \text{ Valores distribuidos} \quad [4.77]$$

Como siempre partimos de la idea de que, siendo conocidas las magnitudes de un punto de la línea (normalmente el final de la misma), U_2, P_2 , y φ_2 , pretendemos hallar los valores de las incógnitas U_1, P_1, φ_1 , al principio de la misma. Considerando, como en el apartado anterior, dos regímenes de carga (el de plena carga y el de vacío).

Para realizar el cálculo de las citadas magnitudes eléctricas es necesario aplicar las siguientes fórmulas:

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{V}_2 \cdot \bar{A} + \bar{I}_2 \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_1 &= \bar{V}_2 \cdot \bar{C} + \bar{I}_2 \cdot \bar{D} \end{aligned} \quad [4.78]$$

Si el sistema esta en vacío, se simplifican las fórmulas anteriores quedando como sigue:

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{V}_2 \cdot \bar{A} \\ \bar{I}_1 &= \bar{V}_2 \cdot \bar{C} \end{aligned} \quad [4.79]$$

Ya que $\bar{I}_2 = 0$.

Los valores de las tensiones son de fase, por lo que trabajando con un sistema en estrella deberemos modificar la tensión y recordar que la intensidad no variará:

$$\begin{aligned} \bar{I}_{Línea} &= \bar{I}_{Fase} \\ \bar{U}_{Línea} &= \bar{V}_{Fase} \cdot \sqrt{3} \end{aligned} \quad [4.80]$$

Por tanto, todo el problema pasa por el cálculo de las constantes auxiliares. Para ello existen al menos dos métodos, no afectando a la calidad de los resultados su libre elección. Veamos las fórmulas a aplicar en cada caso, así como su posterior comprobación.

4.5.3.1 Método de las funciones hiperbólicas y circulares

Este método es quizás el más rápido y consiste en la aplicación directa de funciones hiperbólicas y circulares, considerándose las constantes A y D iguales, siempre que la línea funcione en régimen permanente y la carga sea equilibrada. Como normalmente éstas serán las condiciones de funcionamiento, esta igualdad podrá considerarse siempre que no se indique lo contrario.

$$\bar{A} = \bar{D} = (a' + ja'') = \cosh \bar{\Theta}_c = (\cosh \Theta'_c \cdot \cos \Theta''_c) + j(\sinh \Theta'_c \cdot \sin \Theta''_c) \quad [4.81]$$

$$\bar{B} = (b' + jb'') = \bar{Z}_c \cdot \sinh \bar{\Theta}_c = \bar{Z}_c \cdot ((\sinh \Theta'_c \cdot \cos \Theta''_c) + j(\cosh \Theta'_c \cdot \sin \Theta''_c)) \quad [4.82]$$

$$\bar{C} = (c' + jc'') = \frac{1}{Z_c} \cdot \sinh \bar{\Theta}_c = \frac{1}{Z_c} \cdot ((\sinh \Theta'_c \cdot \cos \Theta''_c) + j(\cosh \Theta'_c \cdot \sin \Theta''_c)) \quad [4.83]$$

Definiéndose unos nuevos parámetros que responden a las siguientes características:

• **Impedancia característica:**

$$\bar{Z}_c = \sqrt{\frac{\bar{Z}_{L\dot{L}NEA}}{\bar{Y}_{L\dot{L}NEA}}} \quad [4.84] \quad \text{con:} \quad \begin{aligned} \bar{Z}_{L\dot{L}NEA} &= (R_{L\dot{L}NEA} + jX_{L\dot{L}NEA}) \\ \bar{Y}_{L\dot{L}NEA} &= (G_{L\dot{L}NEA} + jB_{L\dot{L}NEA}) \end{aligned} \quad [4.85]$$

La impedancia característica responde a una serie de especificaciones:

- Es la impedancia natural que presentaría una línea en la que la relación V/I se mantuviera constante a lo largo de toda su longitud.
- La impedancia característica es independiente de su longitud.
- La impedancia característica se da en líneas muy largas, en las que el efecto de la onda reflejada puede considerarse despreciable y sólo se tendrán en cuenta los efectos que introduce la onda directa.
- La impedancia característica es en realidad una resistencia y como tal se mide en Ω .

• **Ángulo característico:**

$$\bar{\Theta}_c = \sqrt{\bar{Z}_{L\dot{L}NEA} \cdot \bar{Y}_{L\dot{L}NEA}} \quad [4.86] \quad \text{con:} \quad \begin{aligned} \bar{Z}_{L\dot{L}NEA} &= (R_{L\dot{L}NEA} + jX_{L\dot{L}NEA}) \\ \bar{Y}_{L\dot{L}NEA} &= (G_{L\dot{L}NEA} + jB_{L\dot{L}NEA}) \end{aligned} \quad [4.87]$$

El ángulo característico responde a una serie de especificaciones:

- Si cerráramos una línea en su final, con una carga que fuese la impedancia característica (una resistencia), la tensión y la intensidad decrecerían o aumentarían, siguiendo una función exponencial con exponente formado por el ángulo característico.

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_1 e^{-\bar{\Theta}_c} \quad \bar{I}_1 = \bar{I}_2 e^{+\bar{\Theta}_c} \quad \bar{V}_2 = \bar{V}_1 e^{-\bar{\Theta}_c} \quad \bar{V}_1 = \bar{V}_2 e^{+\bar{\Theta}_c} \quad [4.88]$$

- Es un ángulo complejo, siendo sus unidades radianes/segundo.

$$\bar{\Theta}_c = (\Theta'_c + j\Theta''_c) = \sqrt{\bar{Z}_{L\dot{L}NEA} \cdot \bar{Y}_{L\dot{L}NEA}} = (\Omega \cdot \text{Siemens}) = \left(\frac{\Omega}{\Omega}\right) = \frac{\text{radianes}}{\text{segundo}} \quad [4.89]$$

- Es decir, es un ángulo en el cual la relación V/I se mantiene constante en cualquier punto de la longitud de la línea eléctrica.

Es importante recordar que con $\cosh$ y $\sinh$ (cosenos y senos hiperbólicos) se tiene que operar con valores de radianes/segundo, por tanto, los hallados con la fórmula anterior. En cambio para los senos y cosenos normales sus unidades deberán ser grados, resultando necesaria su conversión mediante la fórmula:

$$\bar{\Theta}_{c\text{GRADOS}} = \frac{360^\circ}{2\pi} (\Theta'_c + j\Theta''_c) = \frac{360^\circ}{2\pi} \sqrt{\bar{Z}_{L\dot{L}NEA} \cdot \bar{Y}_{L\dot{L}NEA}} = \text{grados}. \quad [4.90]$$

• **Potencia característica:**

$$P_C = \frac{U_{\text{LÍNEA}}^2}{Z_C} \quad \text{Siendo el valor de la tensión, sólo en módulo: } \bar{U}_{\text{LÍNEA}} = \bar{V}_{\text{FASE}} \sqrt{3} \quad [4.91]$$

La potencia característica:

- Es la potencia que tendría una línea si ésta se cerrara en su extremo con una carga resistiva (es decir, con la impedancia característica).
- Es la potencia que mantiene el $\cos \varphi = \text{constante}$, es decir:

$$\cos \varphi_1 = \cos \varphi_2 = \cos \varphi \quad [4.92]$$

- Es la potencia óptima para cada sistema.
- Sólo se tomará para su cálculo los módulos de la tensión y la impedancia de la línea.

4.5.3.2 Método del desarrollo en series de funciones hiperbólicas y circulares

Este método, quizás más lento que el anterior, permite obtener las constantes de una línea sin tener que utilizar las funciones hiperbólicas y circulares, es decir, es más lento pero más fácil de aplicar. Consiste en el desarrollo en series de funciones hiperbólicas y circulares del ángulo característico hallado anteriormente. Asimismo sigue siendo válida la condición de que las constantes A y D son iguales, siempre que la línea funcione en régimen permanente y sea equilibrada.

Las fórmulas que se deben aplicar son:

$$\bar{A} = \bar{D} = (a' + ja'') = \left[1 + \frac{\bar{Z}_L \bar{Y}_L}{2} + \frac{(\bar{Z}_L \bar{Y}_L)^2}{4} + \frac{(\bar{Z}_L \bar{Y}_L)^3}{6} + \frac{(\bar{Z}_L \bar{Y}_L)^4}{8} + \dots \right] \quad [4.93]$$

$$\bar{B} = (b' + jb'') = \bar{Z}_L \left[1 + \frac{\bar{Z}_L \bar{Y}_L}{3} + \frac{(\bar{Z}_L \bar{Y}_L)^2}{5} + \frac{(\bar{Z}_L \bar{Y}_L)^3}{7} + \frac{(\bar{Z}_L \bar{Y}_L)^4}{9} + \dots \right] \quad [4.94]$$

$$\bar{C} = (c' + jc'') = \bar{Y}_L \left[1 + \frac{\bar{Z}_L \bar{Y}_L}{3} + \frac{(\bar{Z}_L \bar{Y}_L)^2}{5} + \frac{(\bar{Z}_L \bar{Y}_L)^3}{7} + \frac{(\bar{Z}_L \bar{Y}_L)^4}{9} + \dots \right] \quad [4.95]$$

Siendo $\bar{Z}_L$ y $\bar{Y}_L$ la impedancia y admitancia de la línea respectivamente.

Pero ¿cuántos términos es necesario tomar? Aunque no existe una regla concreta, se acostumbra a seguir la siguiente recomendación.

- Un solo término si la línea es menor de 80 km
- Dos términos si la línea está comprendida entre 80 km y 160 km
- Tres términos si la línea dispone de una longitud entre 160 km y 240 km
- Y así sucesivamente

4.5.3.3 Comprobación de resultados

Es posible comprobar los resultados obtenidos por cualquiera de los dos métodos explicados, teniendo presente las siguientes igualdades:

$$\begin{aligned}\overline{A}^2 - \overline{B}\overline{C} &= (1 + j0) \\ (a'^2 - a''^2) - (b' \cdot c') + (b'' \cdot c'') &= 1 \quad [4.96] \\ (2a' \cdot a'') - (b' \cdot c'') - (b'' \cdot c') &= 0\end{aligned}$$

$$\text{Siendo: } \overline{A} = (a' + ja'') \quad \overline{B} = (b' + jb'') \quad \overline{C} = (c' + jc'') \quad [4.97]$$

Para poder considerar los resultados como válidos, es necesario que se cumplan las tres condiciones a la vez.

4.5.3.4 Fórmulas para hallar las magnitudes eléctricas

Cualquiera de los dos métodos nos llevará a valores muy semejantes, que nos permitirán, aplicando las fórmulas siguientes, encontrar las magnitudes eléctricas deseadas.

Las fórmulas serán función de los parámetros conocidos:

- Si conocemos las condiciones eléctricas al final de la línea y deseamos hallarlas al inicio de la misma, aplicaremos:

- Régimen de carga

$$\begin{aligned}\overline{V}_1 &= \overline{V}_2 \cdot \overline{A} + \overline{I}_2 \cdot \overline{B} \\ \overline{I}_1 &= \overline{V}_2 \cdot \overline{C} + \overline{I}_2 \cdot \overline{D}\end{aligned} \quad [4.98]$$

- Régimen de vacío

$$\begin{aligned}\overline{V}_1 &= \overline{V}_2 \cdot \overline{A} \\ \overline{I}_1 &= \overline{V}_2 \cdot \overline{C}\end{aligned} \quad [4.99]$$

- Si conocemos las condiciones eléctricas al inicio de la línea y deseamos hallarlas al final de la misma, aplicaremos:

- Régimen de carga

$$\begin{aligned}\overline{V}_2 &= \overline{V}_1 \cdot \overline{D} - \overline{I}_1 \cdot \overline{B} \\ \overline{I}_2 &= \overline{I}_1 \cdot \overline{A} - \overline{V}_1 \cdot \overline{C}\end{aligned} \quad [4.100]$$

- Régimen de vacío

$$\begin{aligned}\overline{V}_2 &= \overline{V}_1 \cdot \overline{D} \\ \overline{I}_2 &= -\overline{V}_1 \cdot \overline{C}\end{aligned} \quad [4.101]$$

Recordando que para pasar a valores de línea es necesario aplicar:

$$\begin{aligned}\overline{I}_{\text{Línea}} &= \overline{I}_{\text{Fase}} \\ \overline{U}_{\text{Línea}} &= \overline{V}_{\text{Fase}} \cdot \sqrt{3}\end{aligned} \quad [4.102]$$

Si deseamos encontrar valores intermedios de las magnitudes eléctricas (en cualquier punto de la línea), se realizará el cálculo de las constantes con las longitudes deseadas. Es decir, para cualquier tramo de línea es posible buscar las constantes (A, B, C, D) que lo definen, en función de la longitud de ese tramo, con estas constantes se aplican las fórmulas anteriores y hallamos las condiciones eléctricas de los nuevos puntos.

4.5.3.5 Significado físico de las constantes

Primeramente veamos las unidades de estas constantes, para ello partimos de:

$$\begin{aligned}\bar{V}_1 &= \bar{V}_2 \cdot \bar{A} + \bar{I}_2 \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_1 &= \bar{V}_2 \cdot \bar{C} + \bar{I}_2 \cdot \bar{D}\end{aligned}\quad [4.103]$$

Si estamos en régimen de vacío (la intensidad final es nula):

$$\begin{aligned}\bar{V}_1 &= \bar{V}_2 \cdot \bar{A} \\ \bar{I}_1 &= \bar{V}_2 \cdot \bar{C}\end{aligned} \quad \longrightarrow \quad \begin{aligned}\bar{A} &= \frac{\bar{V}_{1VACIO}}{\bar{V}_{2VACIO}} = \left(\frac{V}{V}\right) = (-) \\ \bar{C} &= \frac{\bar{I}_{1VACIO}}{\bar{V}_{2VACIO}} = \left(\frac{A}{V}\right) = (siemens)\end{aligned}\quad [4.104]$$

Si estamos en cortocircuito, las fórmulas iniciales quedan (al ser nula la tensión de salida):

$$\begin{aligned}\bar{V}_1 &= \bar{I}_2 \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_1 &= \bar{I}_2 \cdot \bar{D}\end{aligned} \quad \longrightarrow \quad \begin{aligned}\bar{B} &= \frac{\bar{V}_{1CORTO}}{\bar{I}_{2CORTO}} = \left(\frac{V}{A}\right) = (\Omega) \\ \bar{D} &= \frac{\bar{I}_{1CORTO}}{\bar{I}_{2CORTO}} = \left(\frac{A}{A}\right) = (-)\end{aligned}\quad [4.105]$$

La A y la D son adimensionales. La B tiene unidades de impedancia y la C tiene unidades de admitancia.

Es decir, podemos definir estas constantes como:

- A = tensión a aplicar al principio de línea para que, estando en vacío el final de la misma, se obtenga la tensión final nominal ($V_{2nominal}$).
- B = tensión a aplicar al principio de línea para que, estando en cortocircuito el final de la misma, se obtenga la intensidad final nominal ($I_{2nominal}$).
- C = Intensidad a inyectar al principio de línea para que, estando en vacío el final de la misma, se obtenga la tensión final nominal ($V_{2nominal}$).
- D = Intensidad a inyectar al principio de línea para que, estando en cortocircuito el final de la misma, se obtenga la intensidad final nominal ($I_{2nominal}$).

Si realizamos la comparación de estas fórmulas aplicadas a circuitos cortos, obtendremos para el régimen de vacío los resultados que siguen:

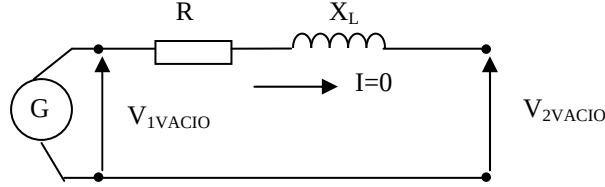


Fig. 4.12 Circuito equivalente para una línea de longitud corta en vacío

$$\bar{A} = \frac{\bar{V}_{1VACIO}}{\bar{V}_{2VACIO}} = 1 \quad \text{ya que} \quad \bar{V}_{1VACIO} = \bar{V}_{2VACIO} \quad [4.106]$$

$$\bar{C} = \frac{\bar{I}_{1VACIO}}{\bar{V}_{2VACIO}} = 0 \quad \text{ya que} \quad \bar{I}_{1VACIO} = 0 \quad [4.107]$$

Y para el régimen de cortocircuito, las expresiones generales quedan de la siguiente forma:

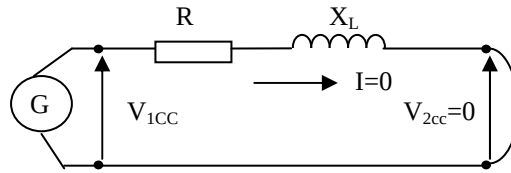


Fig. 4.13 Circuito equivalente para una línea de longitud corta en cortocircuito

$$\bar{B} = \frac{\bar{V}_{1CORTO}}{\bar{I}_{2NOMINAL}} = \bar{Z}_{LINEA} \quad \text{ya que} \quad \bar{V}_{1CORTO} = \bar{Z}_{LINEA} \cdot \bar{I}_{2NOMINAL} \quad [4.108]$$

$$\bar{D} = \frac{\bar{I}_{1CORTO}}{\bar{I}_{2NOMINAL}} = 1 \quad \text{ya que} \quad \bar{I}_{1CORTO} = \bar{I}_{2NOMINAL} \quad [4.109]$$

Por tanto, si consideramos los valores obtenidos, para líneas cortas, tendremos:

$$\bar{A} = (a' + ja'') = 1 = \bar{D} = (d' + jd'') \quad [4.110]$$

$$\bar{B} = (b' + jb'') = \bar{Z}_{LINEA} = (R_{LINEA} + jX_{LINEA}) \quad [4.111]$$

$$\bar{C} = (c' + jc'') = \bar{Y}_{LINEA} = (G_{LINEA} + jB_{LINEA}) = 0 \quad [4.112]$$

Que aplicado a las fórmulas generales, resultará:

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{V}_2 \cdot \bar{A} + \bar{I}_2 \cdot \bar{B} = \bar{V}_2 + \bar{I}_2 \cdot \bar{Z}_{LINEA} \\ \bar{I}_1 &= \bar{V}_2 \cdot \bar{C} + \bar{I}_2 \cdot \bar{D} = \bar{I}_2 \end{aligned} \quad [4.113]$$

Que se corresponden a las ecuaciones dadas para líneas cortas.

El método de las constantes auxiliares representa un método exacto para el cálculo de cualquier línea eléctrica, sea cual sea su longitud, aunque para líneas cortas es más aconsejable aplicar las fórmulas dadas para ellas, que simplifican enormemente la complejidad y el tiempo de cálculo.

4.6 Problema resuelto de cálculo de líneas eléctricas por todos los métodos

Disponemos de una línea eléctrica, destinada al suministro de energía de un conjunto de consumidores a ella conectados. Los datos más importantes de la misma, así como su disposición y tipo de conductores son los detallados a continuación.

- **Categoría:** 1° (220 KV) = U_2
- **Longitud:** 150 Km → Línea de longitud media
- **Composición cables:** 30 Al + 7 Acero
- **Diámetro exterior del cable:** 15,75 mm
- **Resistencia del cable por km:** 0,154 Ω /Km
- **Potencia a transportar por la línea:** 140MVA
- **Factor de potencia:** 0,8 inductivo
- **La disposición de los cables obedece a dos circuitos simples, con la siguiente relación (longitudes dadas en metros):**

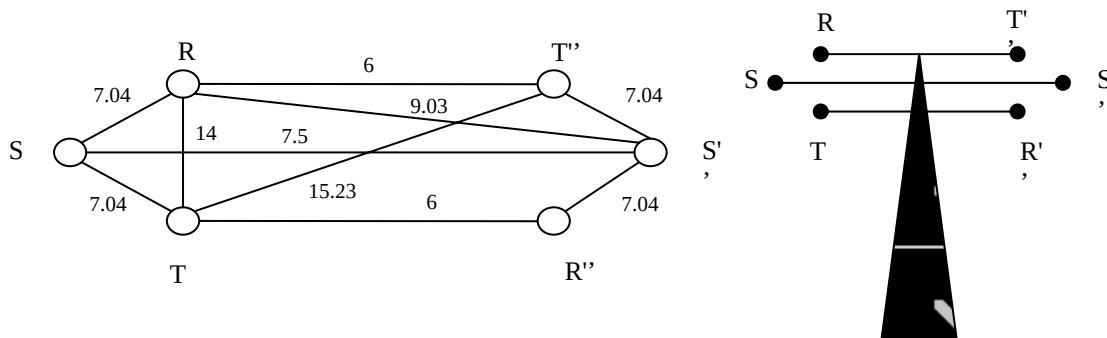


Fig. 4.14 Distancias y disposición de los conductores

Conocidas las condiciones en el final de la línea, hallar para los regímenes de carga y vacío las condiciones al inicio de la línea, la caída de tensión, la pérdida de potencia y el rendimiento del sistema, mediante los métodos estudiados en este capítulo.

4.6.1 Cálculo de los parámetros eléctricos

Al tratarse de una línea de longitud media, podría calcularse por cualquiera de los métodos de teoría correspondientes a líneas medias o largas. Pero para comenzar los cálculos, debemos previamente conocer los valores de los parámetros eléctricos.

• Resistencia

Ya nos indican el valor de la resistencia por km para los conductores empleados. Como existen dos circuitos simples, a cada fase le corresponderán dos conductores (R,R'; S,S'; T,T'), por tanto el valor de la resistencia por km y fase será:

$$R_{k-fase} = \frac{R_k}{n^\circ \text{ circuitos} \bullet n^\circ \text{ conductores}} = \frac{0.154}{2 \cdot 1} = 0.077 \Omega / km$$

Recordar que si, por ejemplo, existieran dos circuitos cuádruplex, el valor de la resistencia hallada en tablas se debería dividir por 8 (2 circuitos x 4 conductores por circuito).

• Reactancia inductiva

Para el cálculo de la reactancia inductiva, utilizaremos las ecuaciones dadas para circuitos simples, es decir:

$$X_k = \frac{2\pi f}{n^\circ \text{ circuitos}} \left[0.5 + 4.6 \cdot \log \frac{De}{r} \right] 10^{-4} (\Omega / km)$$

Que aplicada a nuestro caso resulta:

$$X_k = \frac{2\pi 50}{2} \left[0.5 + 4.6 \cdot \log \frac{5801}{7.875} \right] 10^{-4} = 0.215 (\Omega / km)$$

Con un radio de valor:

$$r = \frac{\phi_{\text{diámetro}}}{2} = \frac{15.75}{2} = 7.875 mm$$

Siendo la distancia media geométrica entre fases de valor (cálculo para dos circuitos simples):

$$d_R = \frac{\sqrt{d_{RS} \cdot d_{RT} \cdot d_{RS'} \cdot d_{RT'}}}{d_{RR'}} = \frac{\sqrt{7.04 \cdot 14.9 \cdot 0.03 \cdot 6}}{15.23} = 4.8 m$$

$$d_S = \frac{\sqrt{d_{SR} \cdot d_{ST} \cdot d_{SR'} \cdot d_{ST'}}}{d_{SS'}} = \frac{\sqrt{7.04 \cdot 7.04 \cdot 9.03 \cdot 9.03}}{7.5} = 8.48 m$$

$$d_T = \frac{\sqrt{d_{TR} \cdot d_{TS} \cdot d_{TR'} \cdot d_{TS'}}}{d_{TT'}} = \frac{\sqrt{7.04 \cdot 14.9 \cdot 0.03 \cdot 6}}{15.23} = 4.8 m$$

Por tanto:

$$D = \sqrt[3]{d_R \cdot d_S \cdot d_T} = \sqrt[3]{4.8 \cdot 8.48 \cdot 4.8} = 5.801 m = 5801 mm$$

• Susceptancia

Para el cálculo de la susceptancia, utilizaremos las ecuaciones dadas para circuitos simples, es decir:

$$B_k = \frac{24.2 \cdot 2\pi f}{\log \frac{De}{r}} 10^{-9} \cdot n^\circ \text{ circuitos} = \frac{24.2 \cdot 2\pi 50}{\log \frac{5801}{7.875}} 10^{-9} \cdot 2 = 5.303 \cdot 10^{-6} (\text{siemens} / km)$$

- **Conductancia**

Para hallar la conductancia aplicaremos la siguiente fórmula:

$$G_{Fase-km} = \frac{P_{fase7km}}{U_{LÍNEA}^2} 10^{-3} = 0$$

Siempre es posible despreciar el efecto corona y el efecto aislador, excepto cuando precisemos cálculos muy exactos.

- **Parámetros eléctricos totales**

Para hallar los parámetros eléctricos totales, es suficiente con multiplicar por la longitud total cada uno de los valores hallados por km; así:

$$R_L = R_k \cdot L = 0.077 \cdot 150 = 11.55 \Omega$$

$$X_L = X_k \cdot L = 0.215 \cdot 150 = j32.25 \Omega \text{ (La "j", indica un desfase de } 90^\circ \text{ positivos).}$$

$$B_L = B_k \cdot L = 5.303 \cdot 10^{-6} \cdot 150 = j7.9546 \cdot 10^{-4} \text{ siemens}$$

$$G_L = G_k \cdot L = 0 \cdot 150 = 0 \text{ siemens}$$

Estos valores representarán una impedancia y una admitancia de valor:

$$\begin{aligned} \bar{Z}_L &= (R_L + jX_L) = (11.55 + j32.25) = 34.256 \angle 70.3^\circ \Omega \\ \bar{Y}_L &= (G_L + jB_L) = jB = j7.9546 \cdot 10^{-4} = 7.9546 \cdot 10^{-4} \angle 90^\circ S \end{aligned}$$

La impedancia, potencia y ángulos característicos son:

$$\bar{Z}_C = \sqrt{\frac{\bar{Z}_L}{\bar{Y}_L}} = \sqrt{\frac{34.256 \angle 70.3^\circ}{7.9546 \cdot 10^{-4} \angle 90^\circ}} = 207.52 \angle -9.85^\circ \Omega$$

$$P_C = \frac{U_{LÍNEA}^2}{Z_C} = \frac{220^2}{207.52} = 233.3 MW$$

$$\bar{\Theta}_C = \sqrt{\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L} = \sqrt{34.256 \angle 70.3^\circ \cdot 7.9546 \cdot 10^{-4} \angle 90^\circ} = 0.16507 \angle 80.15^\circ = (0.02823 + j0.1626) \text{radianes}$$

Dado en radianes. Si lo damos en grados tendremos:

$$\bar{\Theta}_{C_{GRADOS}} = \frac{360}{2\pi} \bar{\Theta}_C = 9.45805 \angle 80.15^\circ = (1.61798 + j9.3186) \text{grados}$$

4.6.2 Cálculo de las magnitudes eléctricas al principio de línea por el método de las constantes auxiliares

Se resolverá primeramente el problema aplicando el método de las constantes auxiliares; éste método es el más preciso y aplicable a cualquier circuito, independientemente de su longitud.

Se calcularán las constantes primeramente por el método de las funciones hiperbólicas y circulares, para posteriormente realizar su cálculo mediante el desarrollo en series de funciones.

4.6.2.1 Cálculo de las constantes auxiliares mediante funciones hiperbólicas y circulares

Se aplicarán las siguientes relaciones, con los valores hallados en los apartados anteriores:

$$\begin{aligned}\bar{A} = \bar{D} = (a' + ja'') &= \cosh \bar{\Theta}_c = (\cosh \Theta_c' \cdot \cos \Theta_c'') + j(\sinh \Theta_c' \cdot \sin \Theta_c'') = \\ &= (0.98719 + j4.573 \cdot 10^{-3}) = 0.9872 \angle 0.26^\circ\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\bar{B} = (b' + jb'') &= \bar{Z}_c \sinh \bar{\Theta}_c = \bar{Z}_c \cdot ((\sinh \Theta_c' \cdot \cos \Theta_c'') + j(\cosh \Theta_c' \cdot \sin \Theta_c'')) = \\ &= (11.447 + j32.13) = 34.108 \angle 70.39^\circ \Omega\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\bar{C} = (c' + jc'') &= \frac{1}{\bar{Z}_c} \sinh \bar{\Theta}_c = \frac{1}{\bar{Z}_c} \cdot ((\sinh \Theta_c' \cdot \cos \Theta_c'') + j(\cosh \Theta_c' \cdot \sin \Theta_c'')) = \\ &= (-1.244 \cdot 10^{-6} + j7.9202 \cdot 10^{-4}) = 7.9202 \cdot 10^{-4} \angle 90.09^\circ \text{ S}\end{aligned}$$

Recordar que los cosenos y senos hiperbólicos se operan con valores en radianes/segundo, mientras que los cosenos y senos normales se operan con grados.

4.6.2.2 Cálculo de las constantes auxiliares mediante el desarrollo en serie de funciones hiperbólicas y circulares

Para aplicar este método es necesario delimitar el número de términos a escoger en función de la longitud de la línea. En nuestro caso, la longitud es de 150 km, siendo suficientes dos términos de cada expresión para obtener una precisión aceptable.

$$\bar{A} = \bar{D} = (a' + ja'') = \left[1 + \frac{\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L}{2} \right] = (0.98718 + j4.5912 \cdot 10^{-3}) = 0.9872 \angle 0.27^\circ$$

$$\bar{B} = (b' + jb'') = \bar{Z}_L \left[1 + \frac{\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L}{3} \right] = (11.36 + j32.02) = 33.97 \angle 70.47^\circ \Omega$$

$$\bar{C} = (c' + jc'') = \bar{Y}_L \left[1 + \frac{\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L}{3} \right] = (0.000001 + j7.88 \cdot 10^{-4}) = 7.88 \cdot 10^{-4} \angle 90.1^\circ \text{ S}$$

Se puede observar que los resultados obtenidos por ambos métodos son prácticamente iguales. Vamos a proceder, de todos modos, a la comprobación.

4.6.2.3 Comprobación de los valores de las constantes auxiliares halladas

La comprobación se ha realizado con los resultados obtenidos mediante la aplicación de las fórmulas para funciones hiperbólicas y circulares, aunque con los valores obtenidos mediante el desarrollo en series de funciones hiperbólicas y circulares los resultados serían idénticos.

$$\overline{A}^2 - \overline{B} \cdot \overline{C} = (0.999998 - j1.8 \cdot 10^{-4}) \approx (1 + j0)$$

$$(a'^2 - a''^2) - (b' \cdot c') + (b'' \cdot c'') = 0.99998 \approx 1$$

$$(2 \cdot a' \cdot a'') - (b' \cdot c'') - (b'' \cdot c') = 2.51 \cdot 10^{-6} \approx 0$$

Damos por buenos los resultados obtenidos con las fórmulas halladas por cualquiera de los dos métodos, ya que éstos coinciden, y con la comprobación se ha demostrado que cumplen con las tres condiciones simultáneamente.

Una vez obtenidos y comprobados los valores de las constantes de la línea, procedemos al cálculo de las magnitudes eléctricas asociadas, tanto en el régimen de carga como de vacío.

4.6.2.4 Cálculo de las condiciones eléctricas al principio de línea en carga

Para el régimen de carga aplicaremos las siguientes fórmulas, en el buen entendido de que conocemos los datos al final de línea y deseamos hallarlos al principio de la misma.

Buscamos los valores que son datos:

$$P_2 = S_2 \cdot \cos \varphi_2 = 140 \cdot 0.8 = 112 \text{ MW}$$

$$Q_2 = S_2 \cdot \sin \varphi_2 = 140 \cdot 0.6 = 84 \text{ MVAR}$$

$$\overline{S}_2 = 140 \angle 36.87^\circ \text{ MVA}$$

$$\varphi_2 = 36.87^\circ$$

$$\overline{U}_2 = 220000 \angle 0^\circ \text{ V}$$

Normalmente, si no se indica lo contrario, es posible suponer 0° como valor del ángulo de la tensión al final de línea siendo la intensidad del secundario o final de línea:

$$\overline{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2} \angle (\varphi_{V_2} - \varphi_2) = \frac{112000000}{220000 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.8} \angle (0 - 36.87^\circ) = 367.4 \angle -36.87^\circ \text{ A}$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V}_2 = \frac{\overline{U}_2}{\sqrt{3}} = \frac{220000 \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} = 127017 \angle 0^\circ \text{ V}$$

Recordar que siempre se trabaja con sistemas en estrella (si los sistemas están conectados en triángulo, se procede a la conversión de triángulo a estrella), siguiendo válidas las mismas expresiones. Es decir, siempre se trabajará con intensidades y tensiones de fase ($I_{\text{fase}} = I_{\text{línea}}$; $V_{\text{fase}} = U_{\text{línea}} / \sqrt{3}$) . Los valores de las potencias no cambian con estas conversiones.

Se obtienen los siguientes resultados para la tensión e intensidades iniciales:

$$\begin{aligned}\bar{V}_1 &= \bar{A}\bar{V}_2 + \bar{B}\bar{I}_2 = 125391\angle 0.26^\circ + 12531\angle 33.5^\circ = 136043.5\angle 3.16^\circ V \\ \bar{I}_1 &= \bar{C}\bar{V}_2 + \bar{D}\bar{I}_2 = 100.6\angle 90.09^\circ + 362.7\angle -36.61^\circ = 313.4\angle -21.68^\circ A\end{aligned}$$

Calculamos ahora los valores de las restantes magnitudes al principio de línea:

$$\begin{aligned}\bar{U}_1 &= \sqrt{3}\bar{V}_1 = 235634\angle 3.16^\circ V \\ \bar{U}_2 &= 220000\angle 0^\circ V \\ \bar{I}_1 &= 313.14\angle -21.68^\circ A \\ \bar{I}_2 &= 367.4\angle -36.87^\circ A \\ \varphi_1 &= \varphi_{V1} - \varphi_{I1} = 3.16^\circ - (-21.68^\circ) = 24.84^\circ \\ \varphi_2 &= 36.87^\circ \\ P_1 &= U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 = 115.98 MW \\ Q_1 &= U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 = 53.69 MVAR \\ \bar{S}_1 &= \bar{U}_1 \cdot \bar{I}_1^* \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1) = 127.8\angle 24.84^\circ MVA \\ P_2 &= 112 MW \\ Q_2 &= 84 MVAR \\ \bar{S}_2 &= 140\angle 36.87^\circ MVA\end{aligned}$$

Finalmente calcularemos la caída de tensión, la pérdida de potencia y el rendimiento total, mediante las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned}\Delta U &= \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100 = \frac{235634 - 220000}{235634} 100 = 6.63\% \\ \Delta P &= \frac{P_1 - P_2}{P_1} 100 = \frac{115.98 - 112}{115.98} 100 = 3.43\% \\ \eta &= \frac{P_2}{P_1} 100 = \frac{112}{115.98} 100 = 96.56\%\end{aligned}$$

Según el Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión, los valores del $\Delta u < 10\%$ y de $\Delta P < 3\%$ para cada 100 Km se cumplen, siendo correctos, por tanto, los valores obtenidos.

4.6.2.5 Cálculo de las condiciones eléctricas al principio de línea en régimen de vacío

Para el régimen de vacío, se aplicarán las mismas fórmulas, recordando que conocemos los datos al final de línea y deseamos hallarlos en su inicio.

La tensión del final de línea no ha cambiado con respecto al valor que tenía en el régimen de carga. En cambio la intensidad del final de línea ha pasado a tener un valor nulo, al quedar el circuito en vacío. Todas las potencias (P_2 , Q_2 , S_2) son también nulas. Por tanto tendremos:

$$\begin{aligned}\bar{V}_1 &= \bar{A}\bar{V}_2 + \bar{B}\bar{I}_2 = 125391\angle 0.26^\circ V \\ \bar{I}_1 &= \bar{C}\bar{V}_2 + \bar{D}\bar{I}_2 = 100.6\angle 90.09^\circ A\end{aligned}$$

Con estos valores, obtendremos los siguientes resultados:

$$\bar{U}_1 = \sqrt{3} \cdot \bar{V}_1 = 217184 \angle 0.26^\circ \text{ V}$$

$$\bar{U}_2 = 220000 \angle 0^\circ \text{ V}$$

$$\bar{I}_1 = 100.6 \angle 90.09^\circ \text{ A}$$

$$\bar{I}_2 = 0 \angle 0^\circ \text{ A}$$

$$\varphi_1 = \varphi_{V1} - \varphi_{I1} = 0.26^\circ - (90.09^\circ) = -89.83^\circ$$

$$\varphi_2 = 0^\circ$$

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 = 0.113738 \text{ MW}$$

$$Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 = -37.84 \text{ MVAR}$$

$$\bar{S}_1 = \bar{U}_1 \cdot \bar{I}_1^* \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1) = 37.84 \angle -89.82^\circ \text{ MVA}$$

$$P_2 = 0 \text{ MW}$$

$$Q_2 = 0 \text{ MVAR}$$

$$\bar{S}_2 = 0 \angle 0^\circ \text{ MVA}$$

Finalmente, se volverán a calcular la caída de tensión, la pérdida de potencia y el rendimiento:

$$\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100 = \frac{217184 - 220000}{217184} 100 = -1.29\%$$

$$\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P_1} 100 = \frac{0.113738 - 0}{0.113738} 100 = 100\%$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} 100 = \frac{0}{0.113738} 100 = 0\%$$

Obsérvese que la caída de tensión es negativa, por lo que se da el efecto Ferranti.

Según el Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión, los valores del $\Delta u < 10\%$, mientras que la $\Delta P = 100\%$, lo que resulta normal si tenemos presente que la línea está en vacío, siendo correctos por tanto, los valores obtenidos.

4.6.3 Cálculo de las magnitudes eléctricas al principio de línea por método en T

Para realizar este cálculo, utilizaremos el siguiente circuito equivalente, donde se especifican los parámetros empleados, así como la posición que ocupan. Este método no es tan preciso (al igual que el método en π), pero para longitudes medias es lo suficientemente exacto, aunque debe recordarse que siempre que sea posible y para cualquier longitud se utilizará el método de las constantes auxiliares:

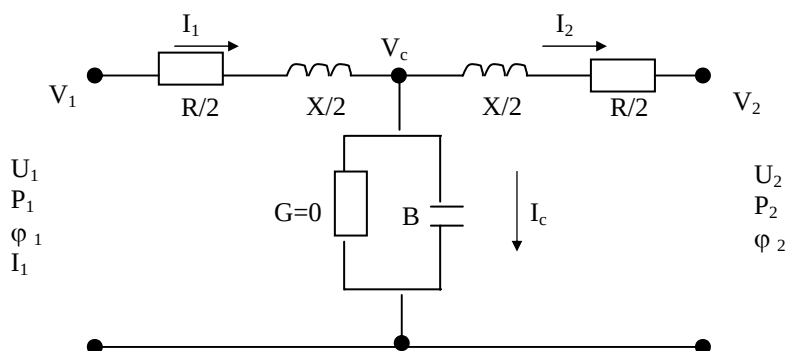


Fig. 4.15 Circuito empleado para el método del circuito equivalente en T

Recordar que para movernos por el circuito se utilizarán los valores de la tensión y la intensidad de fase. Por su parte, las potencias no cambian.

4.6.3.1 Cálculo de las condiciones eléctricas al principio de línea en régimen de carga

Los datos de partida son los mismos que para el método anterior, es decir:

$$P_2 = S_2 \cdot \cos \varphi_2 = 140 \cdot 0.8 = 112 \text{ MW}$$

$$Q_2 = S_2 \cdot \sin \varphi_2 = 140 \cdot 0.6 = 84 \text{ MVAR}$$

$$\bar{S}_2 = 140 \angle 36.87^\circ \text{ MVA}$$

$$\varphi_2 = 36.87^\circ$$

$$\bar{U}_2 = 220000 \angle 0^\circ \text{ V}$$

$$\bar{I}_2 = 367.4 \angle -36.87^\circ \text{ A}$$

$$\bar{V}_2 = 127017 \angle 0^\circ \text{ V}$$

$$\bar{Z}_L = 34.256 \angle 70.3^\circ \Omega = (R_L + jX_L) = (11.55 + j32.25) \Omega$$

$$\bar{Y}_L = 7.9546 \cdot 10^{-4} \angle 90^\circ \text{ siemens} = (G_L + jB_L) = (0 + j7.9546 \cdot 10^{-4}) \text{ S}$$

Con estos valores y aplicando las fórmulas dadas para este método, obtendremos:

La tensión en el centro de la línea será:

$$\bar{V}_C = \bar{V}_2 + \frac{\bar{Z}_L}{2} \cdot \bar{I}_2 = 132314 \angle 1.5^\circ \text{ V}$$

Con esta tensión ya es posible obtener la intensidad que se derivará por el condensador (como la conductancia es nula, no existirá corriente a través de ella):

$$\bar{I}_C = \bar{B} \cdot \bar{V}_C = 105.25 \angle 91.5^\circ \text{ A}$$

La intensidad total o primaria será:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_C + \bar{I}_2 = 313.13 \angle -21.59^\circ \text{ A}$$

Siendo la tensión al principio de línea:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_C + \frac{\bar{Z}_L}{2} \bar{I}_1 = 136015 \angle 3.16^\circ \text{ V}$$

La intensidad de línea será: $I_{1L} = \bar{I}_{1Fase}$, mientras que la tensión al inicio de línea valdrá:

$$\bar{U}_{1L} = \sqrt{3} \cdot \bar{V}_{1Fase} = 235584 \angle 3.16^\circ \text{ V}$$

El ángulo total inicial será:

$$\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1} = 24.75^\circ$$

Comprobamos que los valores coinciden plenamente con los hallados con el método de las constantes auxiliares para el régimen de carga.

4.6.3.2 Cálculo de las condiciones eléctricas al principio de línea en régimen de vacío

Los datos de partida son los mismos que para el método anterior, es decir:

$$P_2 = S_2 = Q_2 = 0$$

$$\varphi_2 = 0^\circ$$

$$\bar{U}_2 = 220000 \angle 0^\circ \text{ V}$$

$$\bar{I}_2 = 0$$

$$\bar{V}_2 = 127017 \angle 0^\circ \text{ V}$$

$$\bar{Z}_L = 34.256 \angle 70.3^\circ \Omega = (R_L + jX_L) = (11.55 + j32.25) \Omega$$

$$\bar{Y}_L = 7.9546 \cdot 10^{-4} \angle 90^\circ \text{ siemens} = (G_L + jB_L) = (0 + j7.9546 \cdot 10^{-4}) \text{ S}$$

Con estos valores y aplicando las fórmulas dadas para este método, obtendremos:

La tensión en el centro de la línea será:

$$\bar{V}_C = \bar{V}_2 + \frac{\bar{Z}_L}{2} \cdot \bar{I}_2 = 127017 \angle 0^\circ \text{ V}$$

Con esta tensión ya es posible obtener la intensidad que se derivará por el condensador:

$$\bar{I}_C = \bar{B} \cdot \bar{V}_C = 101 \angle 90^\circ \text{ A}$$

La intensidad total o primaria será, recordando que $I_2=0\text{A}$:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_C + \bar{I}_2 = 101 \angle 90^\circ \text{ A}$$

Siendo la tensión al principio de línea:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_C + \frac{\bar{Z}_L}{2} \bar{I}_1 = 125389.7 \angle 0.27^\circ \text{ V}$$

Con los valores de línea: $\bar{I}_{1L} = \bar{I}_{1Fase}$, y de la tensión de línea que valdrá:

$$\bar{U}_{1L} = \sqrt{3} \cdot \bar{V}_{1Fase} = 217181 \angle 0.27^\circ \text{ V}$$

el ángulo inicial total será:

$$\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1} = -89.73^\circ$$

Comprobamos que los valores coinciden plenamente con los hallados con el método de las constantes auxiliares para el régimen de vacío, produciéndose efecto Ferranti.

4.6.4 Cálculo de las magnitudes eléctricas al principio de línea por método en Π

Vamos a aplicar este método también en los dos regímenes, carga y vacío siendo el circuito equivalente el mostrado en la figura.

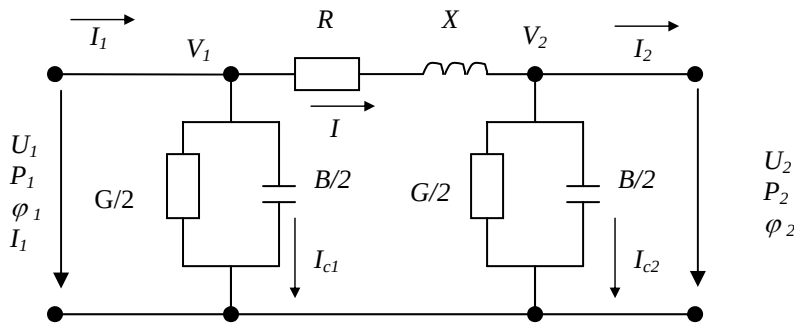


Fig. 4.16 Circuito empleado para el método del circuito equivalente en Π

Recordar que para movernos por el circuito se utilizarán los valores de la tensión y la intensidad de fase. Por su parte, las potencias no cambian.

4.6.4.1 Cálculo de las condiciones eléctricas al principio de línea en régimen de carga

Partimos, como en los demás casos, de unas condiciones iniciales al final de línea, que son:

$$\begin{aligned}
P_2 &= S_2 \cdot \cos \varphi_2 = 140 \cdot 0.8 = 112 \text{ MW} \\
Q_2 &= S_2 \cdot \sin \varphi_2 = 140 \cdot 0.6 = 84 \text{ MVAR} \\
\bar{S}_2 &= 140 \angle 36.87^\circ \text{ MVA} \\
\varphi_2 &= 36.87^\circ \\
\bar{U}_2 &= 220000 \angle 0^\circ \text{ V} \\
\bar{I}_2 &= 367.4 \angle -36.87^\circ \text{ A} \\
\bar{V}_2 &= 127017 \angle 0^\circ \text{ V} \\
\bar{Z}_L &= 34.256 \angle 70.3^\circ \Omega = (R_L + jX_L) = (11.55 + j32.25) \Omega \\
\bar{Y}_L &= 7.9546 \cdot 10^{-4} \angle 90^\circ \text{ siemens} = (G_L + jB_L) = (0 + j7.9546 \cdot 10^{-4}) \text{ S}
\end{aligned}$$

Con estos datos obtendremos el valor de la intensidad que se deriva por la admitancia transversal (no existirá corriente a través de la conductancia, ya que su valor es nulo):

$$\bar{I}_{C_2} = \bar{V}_2 \cdot \frac{\bar{B}}{2} = 50.518 \angle 90^\circ \text{ A}$$

La intensidad que pasa por la resistencia y la reactancia de la línea será:

$$\bar{I} = \bar{I}_C + \bar{I}_2 = 339.56 \angle -30^\circ \text{ A}$$

Con el valor de esta intensidad es posible hallar la tensión en el extremo inicial de la línea, ésta vendrá dada por:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \cdot \bar{I} = 136098.5 \angle 3.17^\circ \text{ V}$$

Conocido el valor de la tensión en el origen, podemos hallar la intensidad que se deriva por la primera admitancia transversal:

$$\bar{I}_{C_1} = \bar{V}_1 \cdot \frac{\bar{B}}{2} = 54.13 \angle 93.17^\circ \text{ A}$$

Conocidas I_{C_1} e I , podemos hallar la intensidad en el origen:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_{C_1} + \bar{I} = 313.23 \angle -21.68^\circ \text{ A}$$

Siendo los valores de la intensidad al inicio de la línea: $\bar{I}_{1L} = \bar{I}_{1Fase}$

Y la tensión de línea al principio de la misma: $\bar{U}_{1L} = \sqrt{3} \cdot \bar{V}_{1Fase} = 235730.3 \angle 3.17^\circ \text{ V}$

Finalmente hallamos el ángulo total inicial: $\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1} = 24.85^\circ$

Son valores muy similares a los hallados con los métodos anteriores (método en T, y método de las constantes auxiliares). Las potencias finales y el resto de parámetros ya han sido hallados en el método de las constantes auxiliares.

4.6.4.2 Cálculo de las condiciones eléctricas al principio de línea en régimen de vacío

En este caso los cálculos se simplifican, ya que no es necesario conectar la carga y por tanto la intensidad de final de línea es nula:

Si no existe carga, todas las potencias tendrán valor nulo: $P_2 = Q_2 = S_2 = 0$.

Las restantes expresiones quedarán como sigue:

Ángulo al final de la línea: $\varphi_2 = \varphi_{V_2} - \varphi_{I_2} = 0$

La intensidad final:

$$\bar{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2} (\varphi_{V_2} - \varphi_2 = 0)$$

La intensidad que se deriva por la segunda admitancia transversal será:

$$\bar{I}_{C_2} = \bar{V}_2 \cdot \frac{\bar{B}}{2} = 50.518 \angle 90^\circ A$$

La intensidad que pasa por la resistencia y la reactancia de la línea es igual a la intensidad anterior, ya que $I_2 = 0$:

$$\bar{I} = \bar{I}_C + \bar{I}_2 = \bar{I}_C = 51.518 \angle 90^\circ A$$

Con el valor de esta intensidad, es posible hallar la tensión en el extremo inicial de la línea, que vendrá dada por:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \cdot \bar{I} = 125389 \angle 0.27^\circ V$$

Conocido el valor de la tensión en el origen, podemos hallar la intensidad que se deriva por la primera admitancia transversal:

$$\bar{I}_{C_1} = \bar{V}_1 \cdot \frac{\bar{B}}{2} = 49.87 \angle 90.27^\circ A$$

Conocidas I_{C_1} e I , podremos hallar la intensidad en el origen:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_{C_1} + \bar{I} = 101.4 \angle 90.13^\circ A$$

Siendo los valores de línea: $\bar{I}_{1L} = \bar{I}_{1Fase}$

Y la tensión será al inicio de línea será: $\bar{U}_{1L} = \sqrt{3} \bar{V}_{1Fase} = 217180 \angle 0.27^\circ V$

Finalmente hallamos el ángulo total inicial: $\varphi_1 = \varphi_{U_1} - \varphi_{I_1} = -89.86^\circ$

Valores que coinciden con los hallados por otros métodos.

Podemos observar que se produce efecto Ferranti, ya que se observa que $U_1 < U_2$. Por lo tanto, cuanto más larga es la línea, más importante será este efecto.

Concluyendo: con los tres métodos se obtienen valores prácticamente idénticos, aconsejándose no obstante la utilización del método de las constantes auxiliares, ya que con los otros métodos, si la línea fuese más larga, cada vez los resultados se desviarían más de los valores reales.

4.7 Cuestiones y problemas

Cuestiones

- 1 ¿Por qué es tan importante mantener la tensión, frecuencia y potencia dentro de unos valores controlados y constantes en un sistema de potencia?
- 2 ¿Cómo se expresa numéricamente una magnitud eléctrica en continua? ¿De cuántas formas puede expresarse una magnitud eléctrica en alterna?
- 3 ¿Qué valor, de entre todos los posibles, es el más utilizado para designar los valores de las magnitudes eléctricas en alterna? ¿Por qué? ¿Qué significado físico representa este valor?
- 4 Expresar los valores de la intensidad (suponiendo un ángulo ϕ para la tensión), para una carga óhmica, inductiva y capacitiva de una línea corta. Expresar ahora (suponiendo un ángulo ϕ para la intensidad) los valores de la tensión para tres cargas distintas anteriores (óhmica, inductiva, y capacitiva).
- 5 Dibujar los tres diagramas eléctricos que definen una línea corta conectada sobre una carga óhmica, inductiva, y capacitiva.
- 6 ¿Cuáles son las simplificaciones aceptadas para el cálculo de líneas eléctricas? ¿Qué puede afirmarse (considerando las simplificaciones expuestas), si se conocen todos los parámetros eléctricos en un punto de una línea?
- 7 ¿Cuándo puede considerarse una línea eléctrica como corta? ¿Por qué se adopta precisamente esa longitud? ¿Qué simplificaciones, en los parámetros eléctricos, es posible considerar en una línea de longitud corta? ¿Qué diferencias se producen en la formulación entre líneas cortas en vacío y en carga?
- 8 ¿Cuándo puede considerarse una línea eléctrica como media? ¿Por qué se adopta precisamente esas longitudes? ¿Qué simplificaciones, en los parámetros eléctricos, es posible considerar en una línea de longitud media? ¿Qué métodos pueden aplicarse para calcular una línea de longitud media?
- 9 ¿Qué características definen el método del circuito equivalente en π ? Dibujar el circuito equivalente con sus parámetros más importantes.
- 10 Realizar la formulación para el cálculo en vacío del circuito equivalente en π .
- 11 Realizar la formulación para el cálculo en carga del circuito equivalente en π .
- 12 ¿Qué características definen el método del circuito equivalente en T? Dibujar el circuito equivalente con sus parámetros más importantes.
- 13 Realizar la formulación para el cálculo en vacío del circuito equivalente en T.
- 14 Realizar la formulación para el cálculo en carga del circuito equivalente en T.
- 15 ¿Cuándo se considera que una línea es de longitud larga? ¿Cómo quedan expresados los parámetros eléctricos para el cálculo de las líneas largas? ¿Cuáles son los métodos de cálculo empleados para estas líneas?
- 16 ¿Qué significa la impedancia característica de una línea eléctrica? ¿Puede darse en la realidad, por qué?
- 17 ¿Qué especificaciones son comunes a la impedancia característica? ¿Qué fórmula permite su cálculo?

- 18 ¿Qué significa el ángulo característico de una línea eléctrica? ¿En qué unidades vendrá dado este ángulo? ¿Puede darse en la realidad, por qué?
- 19 ¿Qué especificaciones son comunes al ángulo característico? ¿Qué fórmula permite su cálculo?
- 20 ¿Qué significa la potencia característica de una línea eléctrica? ¿Puede darse en la realidad, por qué?
- 21 ¿Qué especificaciones son comunes a la potencia característica? ¿Qué fórmula permite su cálculo?
- 22 Formulación del método de las funciones hiperbólicas y circulares. ¿Con qué unidades deberá estar expresado el ángulo característico para aplicar estas fórmulas?
- 23 Formulación del método del desarrollo en series de funciones hiperbólicas y circulares. ¿Con qué unidades deberá estar expresado el ángulo característico para aplicar estas fórmulas? ¿Con una línea de 200 km cuántos términos de la fórmula de las constantes sería necesario adoptar para su cálculo?
- 24 ¿Qué condiciones permiten comprobar la autenticidad de las constantes auxiliares? ¿Cuántas de las citadas condiciones son necesarias para considerar correctamente halladas las constantes auxiliares?
- 25 ¿Cuáles son las fórmulas que permiten hallar las magnitudes eléctricas al final de línea o al principio de la misma, una vez son conocidas las constantes auxiliares? ¿Cómo deben considerarse las constantes para la obtención de valores eléctricos intermedios en las líneas?
- 26 Indicar el significado físico de cada una de las constantes auxiliares. (Dar explicación y formulación.)

Problemas

Para la resolución de problemas o la consulta de problemas resueltos, remitimos al lector a la obra *Líneas y redes eléctricas* (de la misma editorial y autor) donde se presenta un capítulo con problemas sobre líneas eléctricas completamente resueltos, así como un capítulo con enunciados de problemas con sus respectivas soluciones.

III Riesgos eléctricos y protección de sistemas de potencia

Presentación

En este tercer módulo, formado por tres capítulos, se describe una de las partes más importantes de la electricidad, ya que como toda fuente de energía presenta problemas de seguridad. En la actualidad se ha avanzado mucho en las protecciones relegando la energía eléctrica a los últimos puestos de siniestralidad, pero cuando el accidente llega a producirse suele tener consecuencias graves.

El capítulo V nos introduce en la problemática de los accidentes eléctricos. Así, desde el desenganche del accidentado o la petición de ayuda hasta la aplicación de los primeros auxilios, serán tratados en los primeros apartados. Seguidamente se repasarán las magnitudes eléctricas que influyen en un accidente eléctrico (intensidad, tensión, frecuencia, tiempo de contacto, presión, estado fisiológico, etc.). También en este capítulo se tratará de la electricidad estática así como la forma de prevenirla aplicando los métodos de protección más acordes en cada caso. Finalmente, se introducirán los dos tipos de contactos eléctricos más importantes: el contacto directo y el contacto indirecto.

El capítulo VI versa de los sistemas de protección más empleados, tanto en baja como en alta tensión. Sobrecargas, cortocircuitos, fugas a tierra, perturbaciones, etc. serán regímenes analizados en profundidad. La comprensión de estos efectos determinará cuál es la protección más adecuada para cada situación en concreto: así los relés térmicos, magnéticos, diferenciales, fusibles, etc. serán analizados en detalle. La coordinación de las protecciones eléctricas será tratada asimismo en este capítulo. Finalmente se realizará un amplio resumen de todos los sistemas eléctricos, divididos por tipos de faltas. Se analizarán los sistemas de prevención y los sistemas de protección, con todos los subsistemas que llevan incorporados (sistemas de protección individual, sistemas de protección contra contactos directos e indirectos, etc.).

Finalmente, en el capítulo VII se expone uno de los sistemas de protección más empleados: la puesta a tierra. Dada la importancia de este sistema, se dedica un capítulo completo al mismo, donde se detallan desde los principios más básicos: conocer los tipos de terreno, los electrodos, o los puntos de puesta a tierra, hasta saber efectuar la instalación exterior de la misma. Asimismo se detallarán los elementos a conectar a tierra, así como la forma de realizar los cálculos de la resistencia de paso a tierra utilizando los métodos más comunes. También se introducirá la forma de efectuar la medida experimental de la puesta a tierra en el propio terreno, para finalizar con las pautas a seguir para efectuar una correcta revisión y mantenimiento de las instalaciones de puesta a tierra.

Con la lectura y comprensión de estos capítulos se intenta acercar al lector a la problemática de los riesgos eléctricos, y sobre todo, a los sistemas de protección. Solamente conociendo las causas y efectos que la energía eléctrica produce sobre el organismo humano seremos capaces de evitarla y prevenirla eficazmente, creando sistemas de protección más acordes y seguros.

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 V: Riesgos eléctricos
- Capítulo VI: Protección de los sistemas de potencia
- Capítulo VII: Puesta a tierra

Objetivos

Riesgos Eléctricos

- Comprender la peligrosidad de la energía eléctrica
- Diferenciar los tipos de accidentes eléctricos
- Conocer los efectos fisiológicos que produce un accidente eléctrico. *Shock* eléctrico, paro respiratorio, paro circulatorio, quemaduras, etc
- Saber realizar el rescate y desenganche del fluido eléctrico de un accidentado
- Saber aplicar los primeros auxilios y el transporte del afectado delante de un accidente eléctrico
- Conocer los efectos de las diversas magnitudes eléctricas en el cuerpo humano: intensidad, tiempo de contacto, tensión de contacto, superficie y presión de contacto, frecuencia, recorrido de la corriente, etc
- Conocer la electricidad estática
- Conocer qué medidas de protección existen contra la electricidad estática
- Saber aplicar en cada caso las medidas de protección más acordes
- Efectos de la electricidad estática sobre el organismo
- Conocer las medidas de protección individual contra la electricidad estática
- Distinguir entre los dos tipos de accidentes eléctricos más frecuentes: el contacto directo y contacto indirecto

Protección de los sistemas eléctricos

- Comprender la necesidad de protección de los sistemas eléctricos
- Conocer las características que definen una sobrecarga en un sistema eléctrico
- Diferenciar las sobrecargas de los cortocircuitos. Tanto en sus características como en su peligrosidad
- Entender las fugas a tierra
- Saber cómo funciona el relé térmico
- Saber cómo funciona el relé magnético
- Comprender los principios básicos de los relés diferenciales
- Conocer el funcionamiento y los tipos de fusibles existentes
- Saber realizar la coordinación de los sistemas de protección
- Diferenciar entre la coordinación principal y los sistemas de coordinación secundarios
- Conocer los tipos de contactos eléctricos
- Conocer los sistemas de protección de prevención y los sistemas de protección de las instalaciones
- Conocer los equipos de protección individual
- Qué técnicas de seguridad se utilizan para los contactos eléctricos directos
- Saber las técnicas de seguridad que se emplean delante de los contactos eléctricos indirectos

Puesta a tierra

- Comprender el significado y la necesidad de la protección mediante la puesta a tierra
- Conocer la definición de la puesta a tierra
- Saber las partes que forman una puesta a tierra
- Conocer las características más importantes de los terrenos donde se efectúa la puesta a tierra
- Reconocer los electrodos naturales y artificiales
- Saber las características más importantes de los electrodos naturales: mallas
- Saber las características más importantes de los electrodos artificiales: picas, placas y conductores enterrados
- Saber qué es la línea de enlace con tierra
- Conocer el punto de puesta a tierra con las características que lo definen: número de puntos, situación, instalación, etc
- Conocer la instalación exterior de la puesta a tierra: línea principal de tierra, línea secundaria de tierra y conductores de protección
- Conocer la resistencia de paso a tierra, así como la forma de medirla
- Conocer qué elementos deben conectarse a tierra
- Saber qué es la tensión de contacto y la tensión de paso a tierra
- Saber realizar el cálculo de la resistencia de paso a tierra utilizando los métodos más comunes
- Saber efectuar la medición de la puesta a tierra y del terreno
- Conocer las medidas a aplicar para efectuar un correcto mantenimiento y revisión de las instalaciones de puesta a tierra

5 Riesgos eléctricos

5.1 Introducción

La electricidad se ha convertido en una fuente de energía indispensable en cualquier país industrializado, esto es debido tanto a su facilidad de generación, transporte y consumo. Pero como, cualquier otro tipo de energía, encierra unos riesgos que hay que asumir mediante métodos de prevención (medidas encaminadas a evitar el peligro) o de protección (medidas para evitar las consecuencias del accidente).

En los accidentes de tipo eléctrico interviene una cantidad de energía que se transforma. Según se produzca esta transformación, podemos clasificarlos en:

- Accidentes inmediatos: cuando la energía se transforma directamente sobre las personas, causándole lesiones orgánicas y, por tanto, la electricidad es la causa directa del accidente.
- Accidentes mediatos: cuando la electricidad desencadena un proceso energético que da lugar a un accidente de otra naturaleza, siendo por tanto la corriente eléctrica la causa indirecta.

Los accidentes eléctricos no son demasiado frecuentes, pero suelen revestir gran gravedad, es por ello que las medidas de prevención y protección han de extremarse de forma permanente. En este capítulo se detallan primeramente los efectos que se producen en un accidente eléctrico, así como los primeros auxilios a aplicar en cada caso. Seguidamente se exponen como influyen las diversas magnitudes eléctricas en un accidente eléctrico. Posteriormente se realiza un estudio de la electricidad estática, acompañado de las medidas correctoras, para finalmente exponer los dos tipos de accidentes eléctricos más usuales: contacto directo y contacto indirecto.

5.2 Primeros auxilio en un accidente de origen eléctrico

5.2.1 Introducción

Los accidentes de tipo eléctrico no son por fortuna muy numerosos, pero revisten gran gravedad, siendo ésta la causa de las rígidas y numerosas medidas de seguridad para su prevención y eliminación, evitándose de esta forma, situaciones francamente peligrosas y dolorosas.

La electricidad es tanto más peligrosa, por no avisar a nuestros sentidos: no se oye, no se huele y no se ve. Solamente en líneas a tensiones muy elevadas es posible detectar su existencia, ya que en estas circunstancias, sí se percibe un intenso olor a ozono, así como un zumbido similar al de un enjambre de abejas, pero esto no ocurre con tensiones calificadas de medias o bajas, que por otra parte son las más accesibles y próximas a los seres humanos.

En un accidente de origen eléctrico debe actuarse con rapidez, pero en la medida de lo posible, con serenidad, ya que son muchos los factores que influyen en este tipo de accidentes, siendo por tanto muy apreciada una conducta estable, para que ésta sea realmente eficaz.

Los pasos que se deben seguir son bien concretos, formados por tres etapas básicas bien diferenciadas.

- Petición de ayuda
- Rescate o desenganche del accidentado
- Aplicación de los primeros auxilios para mantener a la víctima con vida hasta que llegue la ayuda médica

5.2.2 Petición de ayuda

Como primera medida debe darse la alarma, esperando que alguien acuda para ayudarnos, así como para avisar al servicio médico de urgencia y al electricista, mientras se trata de prestar auxilio al accidentado. Los accidentados de origen eléctrico suelen presentar con frecuencia quemaduras y lesiones internas graves; es importante, por tanto, al realizar la petición de ayuda indicar el origen eléctrico del accidente, ya que una ambulancia provista de una UCI móvil, con desfibrilador cardíaco y posibilidad de alcalinización para las quemaduras, será de gran ayuda.

5.2.3 Rescate o desenganche del accidentado

Al producirse un accidente de origen eléctrico pueden ocurrir dos situaciones opuestas: que la víctima quede pegada al elemento con tensión, o por el contrario, que la víctima sea proyectada violentamente lejos del elemento responsable del accidente.

Si la víctima ha quedado en contacto con un conductor o pieza bajo tensión, deberá ser separada del contacto como primera medida, antes de empezar a aplicarle los primeros auxilios. Para ello:

- 1 Se cortará la corriente accionando el interruptor, disyuntor, seccionador, etc. Si la persona accidentada estaba trabajando en altura, se dispondrá de las medidas necesarias para amortiguar el golpe cuando se produzca el desenganche, estas medidas pasan por la colocación de colchones, ropa, goma, o sujetar entre varias personas una lona o manta.
- 2 Si resultara imposible cortar la corriente o se tardara demasiado, por encontrarse lejos el interruptor, se deberá desenganchar a la persona electrizada mediante cualquier elemento no conductor (palo, tabla, silla, rama seca, etc.) con el que, a distancia, hacer presa en el cable o en el accidentado, o asiéndole de la ropa estando el auxiliador bien aislado.

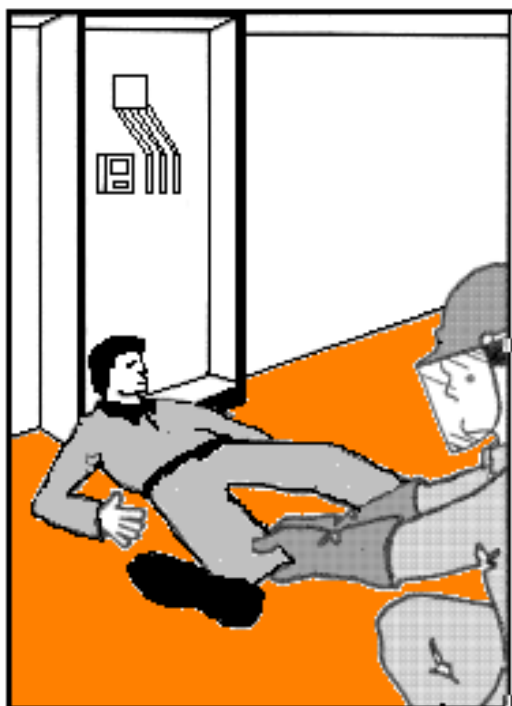


Fig. 5.1 Rescate mediante desenganche del accidentado

5.2.4 Aplicación de los primeros auxilios

En este apartado se dan las indicaciones básicas necesarias para mantener a la persona accidentada con vida hasta la llegada de los servicios médicos; estas medidas pasan por:

5.2.4.1 Reanimación

Después de un accidente eléctrico, es frecuente que se presente un estado de muerte aparente que puede ser debido a causas diferentes: *shock* eléctrico, quemaduras, paro respiratorio, asfixia, paro cardiovascular, fibrilación cardíaca, etc, requiriéndose en cada caso conductas diferentes.

5.2.4.1.1 *Shock* eléctrico

Se trata de una pérdida transitoria del conocimiento, pero sin paro respiratorio, ni circulatorio. Los latidos cardíacos y el pulso son perceptibles, la pupila presenta un tamaño normal y la presión arterial se mantiene en unos valores normales. La forma de actuar delante de un *shock* pasa por colocar al accidentado acostado sobre un lado, en posición de seguridad (decúbito lateral), controlando la respiración y el estado de la circulación sanguínea, mientras se espera la llegada de atención médica.

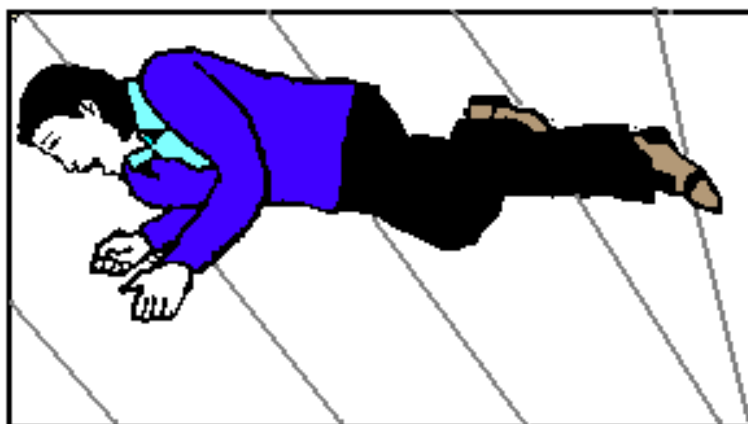


Fig. 5.2 Posición de seguridad o de decúbito lateral

Resulta imprescindible, después de una pérdida de consciencia, un reconocimiento médico general del accidentado, evitándose de esta forma posibles efectos secundarios que podrían aparecer incluso horas después de producirse el accidente.

5.2.4.1.2 Paro respiratorio

En este caso, además de la pérdida de conciencia se presentan otros síntomas como la falta de respiración, acompañada o no de cianosis (coloración azulada de las zonas corporales más alejadas debido a la falta de oxígeno, como pueden ser dedos, pies, labios, etc.). Por el contrario, el pulso es perceptible y la pupila conserva su tamaño normal.

La forma de actuar pasa por emprender inmediatamente la asistencia respiratoria, de preferencia mediante un método bucal directo. Este método es fácil de aplicar incluso en situaciones difíciles (en lo alto de un poste eléctrico, o en la mitad del mismo, cuando se desciende al accidentado, etc.), no presentando complicaciones secundarias y permitiendo un continuo control de su eficacia. Se debe tener presente la posibilidad de problemas respiratorios posteriores al accidente, siendo necesario un examen médico posterior así como un periodo de vigilancia en centros sanitarios del accidentado. Aunque es un método sin problemas, no debe realizarse directamente, siendo aconsejable interponer una gasa, o incluso ropa, etc., evitándose así el contacto directo.

5.2.4.1.3 Paro circulatorio

Esta es una de las consecuencias más peligrosas debidas a los accidentes eléctricos, siendo necesaria una actuación inmediata y eficaz para evitar males mayores.

A los síntomas anteriormente descritos, se suman en este caso tres signos definitorios:

- Palidez
- Ausencia de pulsos periféricos y latidos cardíacos
- Midriasis (dilatación de la pupila, ésta puede alcanzar tamaños de hasta 4 mm)

La consecuencia inmediata de un paro cardiovascular es la falta de circulación de la sangre por las arterias, esta sangre compuesta por glóbulos blancos (leucocitos, responsables de mantener a la misma en perfecto estado, evitando sus enfermedades), de glóbulos rojos (hematíes, que contienen la hemoglobina responsable del transporte del oxígeno) y plasma (masa líquida que contiene las plaquetas responsables de la coagulación, así como iones de diversas sustancias químicas), al no llegar a los órganos vitales, en especial al cerebro, ocasiona un deterioro rápido del mismo, pudiéndose considerar las lesiones producidas en el mismo como irreversibles al cabo de pocos minutos.

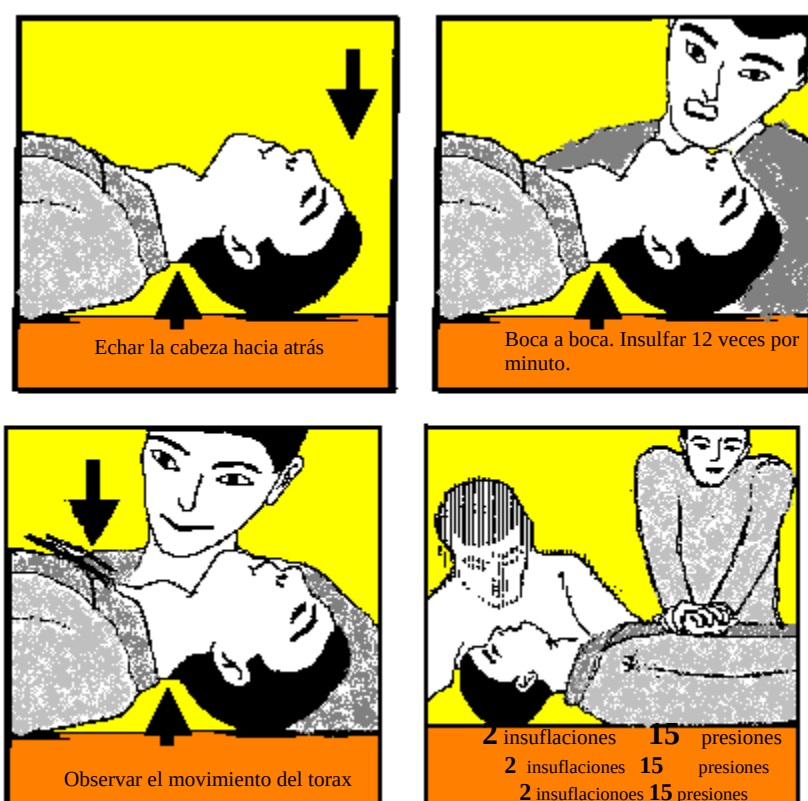


Fig. 5.3 Reanimación cardiorespiratoria

Ante esta situación, se debe proceder de forma inmediata a la aplicación de asistencia cardiorrespiratoria, utilizando la técnica del masaje cardíaco externo, unido al método de la respiración artificial, permitiendo ambos métodos mantener una circulación sanguínea y respiratoria suficiente, a la espera de la llegada de los servicios médicos. Este es un método eficaz, pero de más difícil factura, conllevando peligros asociados si no se realiza de forma correcta, siendo por tanto interesante, que los operarios adquieran unos conocimientos mínimos de socorrismo mediante cursos o charlas que les permitan actuar con seguridad delante de un accidente laboral.

5.2.4.1.4 Quemaduras

En los accidentes de tipo eléctrico es frecuente que se produzcan quemaduras de diversa gravedad, en tal caso existen dos complicaciones que amenazan al accidentado: el *shock* (producido por la pérdida

de agua con el consiguiente riesgo de deshidratación) y la infección (debida a la desaparición de la capa protectora de la piel quedando la parte lesionada expuesta a los agentes externos).

Las quemaduras de primer grado son poco profundas (afectan solo a la epidermis), pero son dolorosas; consisten en un enrojecimiento de la piel que cura transcurridos unos diez días. En estos casos es suficiente con cubrir la parte afectada con una compresa estéril. Si no existe ya riesgo de contacto eléctrico, es conveniente sumergir la parte quemada en agua fría o bien cubrirla con compresas empapadas también con agua fría. No debe ponerse nunca la parte quemada delante de un chorro de agua.

Las quemaduras de segundo grado suelen afectar tanto a la epidermis, como a las capas más superficiales de la dermis, provocando la separación de las mismas. Esta separación deja espacios libres que son ocupados por líquidos en descomposición con su característico color amarillo, formando las ampollas habituales de este tipo de lesiones. Estas ampollas desaparecen al cabo de diez días, curando las lesiones en un periodo de tres semanas. También en este caso es suficiente con cubrir la parte afectada con una compresa estéril y, siempre que no exista ya riesgo de contacto eléctrico, sumergir la parte quemada en agua fría, o bien, cubrirla con compresas empapadas también con agua fría. Tampoco en este caso no debe ponerse la parte quemada delante de un chorro de agua.

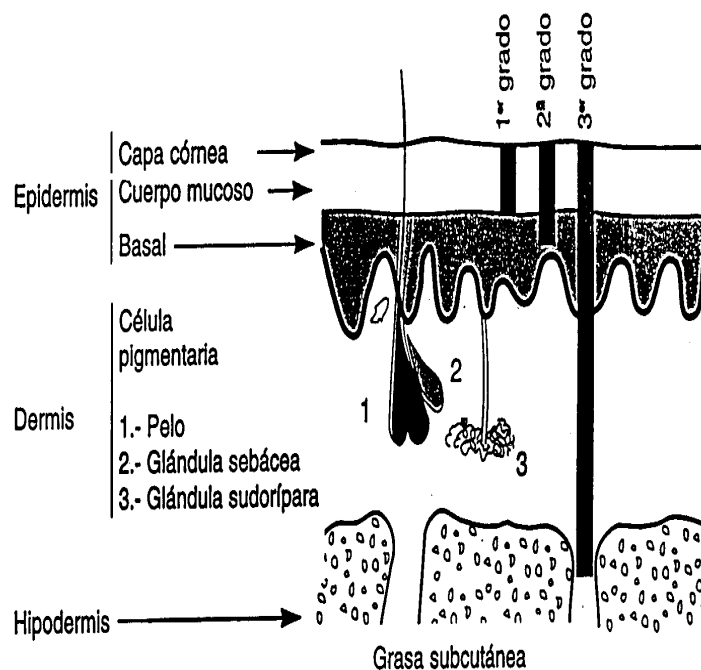


Fig. 5.4 Las diversas capas que forman la piel humana con los tres grados de quemaduras

En las quemaduras de tercer grado (quemaduras que afectan a la epidermis, dermis e incluso a la hipodermis), existe el riesgo de necrosis de la piel (destrucción de la misma con apariencia negruzca). Esta destrucción afecta en ocasiones a las terminaciones nerviosas, perdiéndose el tacto y no produciéndose dolor inicialmente. La destrucción de la piel también ocasiona la pérdida de importantes cantidades de líquido por parte del organismo. Ante estas quemaduras es importante detectar aproximadamente la superficie del cuerpo afectada, ya que los efectos serán muy diferentes:

- Superficie afectada > 15-20 % de la superficie cutánea total: La pérdida de líquido puede producir un *shock*.
- Superficie afectada > 50% de la superficie cutánea total: Las quemaduras pueden considerarse mortales.

Ante la gravedad de las quemaduras es importante el rápido traslado del accidentado a centros sanitarios que dispongan de unidades para grandes quemados. En el traslado, resulta de gran utilidad disponer de ambulancias con sistemas de alcalinización para evitar una pérdida peligrosa de líquido por parte del organismo, aparte de desfibriladores para la reanimación cardiaca.

El arco eléctrico es uno de los principales causantes de las quemaduras. En estos casos la ropa del accidentado suele arder, y el método de ayuda será el siguiente:

1. Apagar las llamas sofocándolas con una manta, arena o cualquier otro material incombustible. Nunca utilizar agua, ya que ésta es conductora.
2. No desvestir nunca al quemado, ya que las ropas pueden hallarse adheridas a la piel, corriéndose el riesgo de arrancarla.
3. Si las ropas son de tejido sintético y siguen ardiendo, deben mojarse con agua frecuentemente, después de haber retirado al accidentado de la zona de peligro y de asegurarnos que no existe riesgo de contacto eléctrico. Un cable eléctrico en tensión cercano al accidentado junto con el agua utilizada por los auxiliares puede representar un peligro importante de electrocución si llegan a entrar en contacto.

5.2.4.1.5 Transporte del accidentado

En todos los casos en que se haya observado un estado de muerte aparente, aunque sea de corta duración, es necesario hospitalizar al accidentado al objeto de que sea sometido a un detenido examen médico.

Asimismo en los casos en que el accidentado haya sufrido quemaduras, exceptuando las insignificantes, debe ser enviado a un centro asistencial especializado en el tratamiento de quemados. Esto implica, como es lógico, que el socorrista sepa apreciar la importancia de las mismas (regla de los nueve).

El transporte del electrocutado hacia un centro hospitalario deberá ser rápido y seguro, por ello, siempre que sea posible, será realizado por personal asistencial especializado. De esta forma se puede seguir con la reanimación durante el viaje, aplicar medios de reanimación más elaborados, o efectuar una desfibrilación después del control electrocardiológico, aparte es posible que sea necesario realizar una rehidratación y alcalinización en caso de trayecto largo, si el accidentado sufre quemaduras.

5.3 Efectos de la corriente eléctrica sobre el organismo humano

5.3.1 Generalidades

La energía eléctrica, en su forma de corriente continua o alterna, al circular por el cuerpo humano, produce diversos efectos sobre el organismo, como consecuencia de los cuales los órganos y sus

mecanismos de funcionamiento se ven seriamente alterados, llegando a su total inhibición. Son también diferentes los efectos que produce la electricidad si se trata de alta tensión o de baja tensión. En alta tensión los órganos quedan totalmente destruidos, mientras que en baja tensión se produce un mal funcionamiento o parada de los mismos, pero normalmente sin llegar a su destrucción.

Los efectos fisiológicos que la corriente eléctrica produce al circular por el organismo dependen de diversos factores, entre los cuales podemos destacar:

- Intensidad de corriente
- Tiempo de contacto
- Tensión y resistencia del organismo
- Presión de contacto
- Superficie de contacto
- Frecuencia de la corriente
- Recorrido de la corriente y naturaleza del accidentado
- Otras condiciones fisiológicas (edad, estado físico, etc)

5.3.2 Influencia de la intensidad de corriente

La intensidad de corriente es el principal efecto eléctrico que se produce sobre el cuerpo humano, es además la causante del mal funcionamiento de los diversos órganos al producirse un accidente.

Considerando el cuerpo humano como una resistencia eléctrica, la intensidad que recibe un accidentado depende de la tensión y de su resistencia, de acuerdo con la ley de Ohm:

$$Intensidad = \frac{Tensión}{Resistencia} \quad [5.1]$$

Por tanto, cuando mayor sea la tensión, mayor será la intensidad, siempre que haya suficiente potencia de alimentación. Voltajes considerados como de baja tensión, 220 V o 380 V, pueden producir intensidades que provocan la electrocución.

La intensidad actúa de diferente forma dependiendo de si nos encontramos con baja tensión, que es la principal causa de los accidentes, o de si nos encontramos con media o alta tensión, donde el voltaje pasa a ocupar el primer lugar entre las magnitudes peligrosas. Es decir, mientras que en baja tensión es la intensidad la que provoca un mal funcionamiento de los órganos vitales, siendo la tensión no suficientemente elevada para destruirlos; en alta tensión también la intensidad es perjudicial, pero como existen tensiones tan elevadas, serán éstas las que provoquen la destrucción de los órganos vitales, considerándose, por tanto, como la causa principal del accidente en alta tensión.

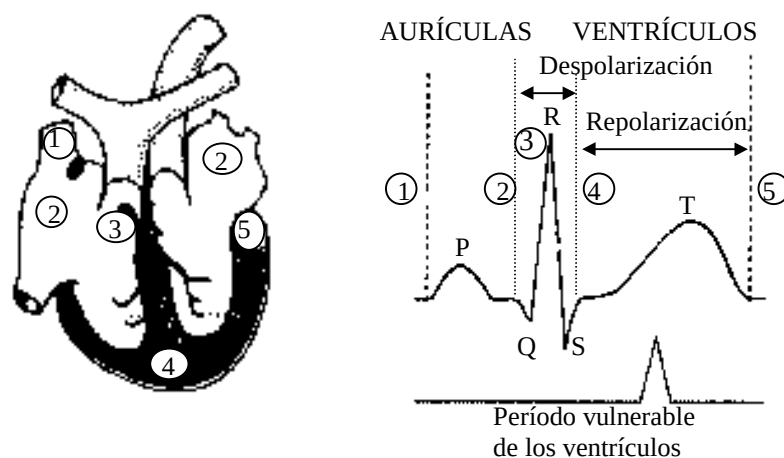


Fig. 5.6 Período vulnerable de los ventrículos del corazón

Se debe evitar que el periodo de exposición a un contacto eléctrico supere los 0.15 s, ya que este es el tiempo que tarda en producirse la repolarización de corazón. Si el tiempo de contacto eléctrico es menor que el tiempo de repolarización, el corazón intentará volver a su estado normal. Por el contrario, si el periodo del contacto supera al de repolarización, el corazón no podrá volver a su estado normal produciéndose arritmias o fibrilación ventricular.

Los efectos fisiológicos producidos por la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano en situaciones normales para personas adultas con un peso mínimo de 50 Kg, suponiendo que la corriente circula de brazo a brazo, o de brazo a pie, y para frecuencias de 50/60 Hz, son los siguientes.

1. Hasta 2 mA:
 - La corriente eléctrica prácticamente no llega a notarse, solo una pequeña sensación de dolor nos avisa de su existencia. Mano adormecida.
2. De 2 a 10 mA:
 - Movimientos reflejos musculares (calambres). La corriente eléctrica provoca dolor intenso, pero somos capaces de soltarnos sin problemas del elemento en tensión.
3. De 10 a 25 mA.
 - Hacia los 15 mA (umbral de tetanización), se inicio la tetanización de las extremidades (manos, brazos y piernas) siendo difícil soltar los objetos que se tienen asidos en tensión. Hacia los 20 mA, la tetanización es más completa afectando al aparato respiratorio, aumentando la presión arterial y sufriendo contracciones de brazos. Se producen quemaduras de primer grado (afectan a la epidermis, enrojecimiento de la piel y son dolorosas).
4. De 25 mA a 40 mA:
 - La tetanización es ya prácticamente total.
 - Paros respiratorios continuos; a partir de 4 segundos, se produce asfixia y cianosis.
 - Inicios de paros cardiacos intermitentes.
 - Quemaduras de segundo grado (afectan a la epidermis y dermis, enrojecimiento de la piel, ampollas, son también muy dolorosas).

5. Superior a 40 mA.
 - Todos los síntomas anteriores, más fibrilación ventricular.
 - Quemaduras de tercer grado, (afectan a la epidermis y dermis, más la hipodermis, se produce necrosis de la piel, caída del vello, pérdida de la sensibilidad, etc. no suelen ser dolorosas al estar destruidas las terminaciones nerviosas).

5.3.3 Influencia del tiempo de contacto

La norma CEI 479-2 (Comisión Electrotécnica Internacional) ha establecido unas curvas que delimitan las distintas zonas de peligro de la corriente eléctrica en función del tiempo.

El diagrama corresponde al efecto del paso de la corriente eléctrica alterna de 50 Hz a través de las extremidades del cuerpo humano con un peso superior a los 50 Kg y en el cual se puede apreciar que los riesgos en el interior de cada zona se agravan en función de la intensidad de corriente y del tiempo de circulación de ésta. En este gráfico se pueden observar cuatro zonas bien delimitadas.

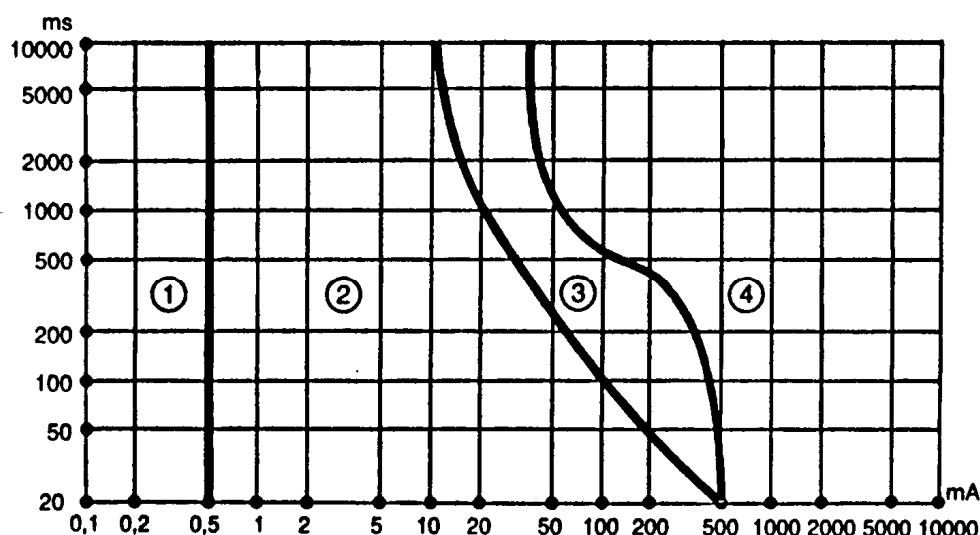


Fig. 5.6 Norma CIE 479-2. Zonas de peligro para la corriente eléctrica

1. Zona 1. No aparece ninguna reacción. Esta curva es independiente del tiempo y está limitada por la intensidad de 0,5mA.
2. Zona 2. La corriente se nota produciendo cosquilleo e incluso dolor, pudiendo el sujeto soltarse del electrodo. Generalmente no es de esperar ningún efecto fisiológico patológico. Esta zona está delimitada por una curva que obedece a la expresión $I_m = 10 + 10/t$, a esta curva se la denomina curva de seguridad.
3. Zona 3. No presenta habitualmente riesgo de fibrilación ventricular, aunque existe la posibilidad de asfixia, tetanización, quemaduras etc. Esta zona está delimitada por una curva como se expresa en el gráfico.
4. Zona 4. En esta zona existe riesgo de fibrilación ventricular, aparte de los riesgos añadidos de las zonas anteriores.

Los riesgos en el interior de cada zona se agravan en función de la intensidad de corriente y del tiempo de circulación de ésta. Es importante destacar que la protección que nos ofrecen los interruptores

diferenciales de alta sensibilidad (30 mA), no es suficiente para prevenir por completo la fibrilación ventricular, siendo necesario delimitar también el tiempo de contacto a 50 ms.

Los efectos de la corriente continua son, generalmente, alrededor de cuatro veces menos peligrosos que los efectos de la corriente alterna a 50 Hz, en igualdad de tensión e intensidad. Es sin embargo importante tener presente los fenómenos electrolíticos que, sobre el cuerpo humano, puede originar la corriente continua debido a que el plasma sanguíneo incorpora iones de potasio, sodio etc., sensibles a las corrientes que no cambian de sentido, produciéndose la descompensación química del organismo.

5.3.4 Influencia de la tensión y resistencia del organismo

La influencia de la tensión se manifiesta por cuando de ella depende la intensidad de la corriente que pasa por el cuerpo, ya que:

$$I = \frac{V}{R} = \frac{\text{Tensión}}{\text{Resistencia}} \quad [5.2]$$

Por tanto, cuanto mayor sea la tensión, mayor podrá ser el valor de la corriente eléctrica, es decir, con una tensión de 380 V hay más peligro que con una tensión de 220 V, pero pueden producirse efectos desconcertantes. La tensión también actúa haciendo disminuir el valor de la resistencia del cuerpo humano, volviendo a incrementarse el valor de la intensidad.

Para una tensión fija aplicada al cuerpo humano, la corriente que circula depende de la resistencia que presenta el organismo. Sin embargo ésta es muy variable y depende de multitud de circunstancias, tanto internas como externas, tales como:

- Condiciones fisiológicas y estado de la piel
- Tensión de contacto
- Espesor y dureza de la piel
- Presión de contacto
- Superficie de contacto
- Recorrido de la corriente por el cuerpo
- Estado fisiológico del organismo

La piel es el órgano que aísla al cuerpo humano del medio exterior, y en especial de la electricidad, ya que es mala conductora. Así, delante de una corriente continua, la piel opone mayor resistencia que ante una corriente alterna; esto es debido a que la piel (conjunto epidermis-dermis) se comporta como un condensador ante de corrientes continuas, impidiendo y retrasando el paso de la corriente hacia el interior del cuerpo humano. En corriente alterna, al variar la intensidad de forma senoidal, este efecto no se produce, resultando que intensidades totalmente tolerables en corriente continua provocan la electrocución en corriente alterna.

Una piel rugosa y seca puede ofrecer una resistencia cercana a los 50000 Ω , mientras que una piel fina y húmeda por el sudor o por el agua puede presentar una resistencia de 1000 Ω . La resistencia de los tejidos internos es muy pequeña, unos 500 Ω , debido a que están impregnados de líquidos conductores y sustancias químicas, siendo indiferente la longitud del camino recorrido. Estas diferencias tan significativas determinan que tensiones de 220 V sean perfectamente pasables ante de pieles en extremo rugosas, provocando simplemente molestias, y por el contrario esta misma tensión es más que suficiente, con pieles normales, para producir la electrocución.

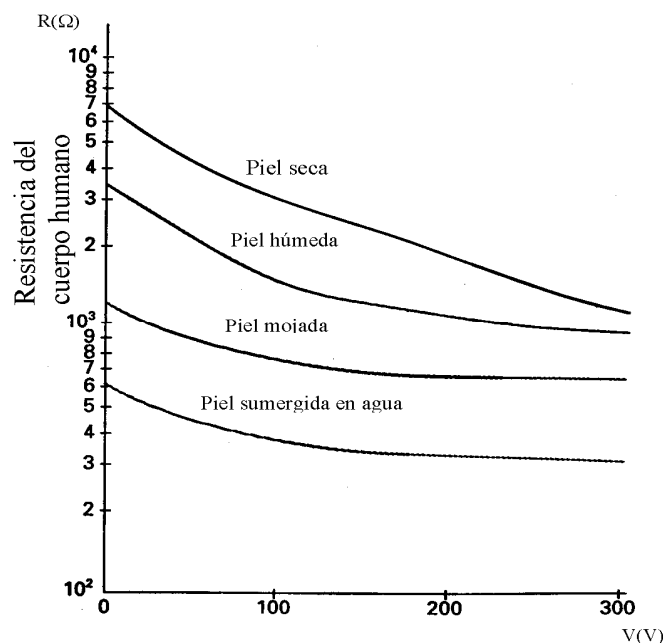


Fig. 5.7 Variación de la resistencia humana en función de la tensión y de la humedad

En cuanto a la presión de contacto, cabe decir que a más presión, mejor paso de la energía eléctrica, por eliminarse los espacios entre la piel y el objeto con tensión, aumentando la gravedad del accidente.

También cabe destacar, en lo referente a la superficie de contacto, que, a más superficie de contacto, menor densidad de corriente y por tanto menos quemaduras y perforación de la piel. Por el contrario, si el contacto es puntiforme, la densidad de corriente aumentará enormemente, produciéndose quemaduras que acabarán por perforar la piel y permitirán el paso de la intensidad hacia los órganos vitales.

El valor de la resistencia del cuerpo varía según la tensión que se aplica al mismo. Este efecto es debido a que, al aumentar la tensión, aumenta la posibilidad de quemaduras, con la consiguiente perforación de la piel. Cada punto perforado representa un camino sencillo para el paso de la corriente, resultando disminuida en cierta medida la resistencia del cuerpo humano.

Es difícil precisar de forma concreta la resistencia del cuerpo humano que, como hemos visto, depende de muchas variables, pero considerando largas series de ensayos se pueden adoptar unos valores aproximados que se toman como referencia. Estos valores varían también con la humedad, adoptándose en termino medio los siguientes:

- Resistencia de la piel en ambientes secos: 5000Ω
- Resistencia de la piel en ambientes húmedos: 2400Ω
- Resistencia de la piel en ambientes muy húmedos o mojados: 1200Ω

Considerando como valor de la corriente completamente seguro para no sufrir alteraciones fisiológicas los 10 mA, resultarán unas tensiones de seguridad de valor:

- Ambientes secos: $V_s = R \cdot I = 5000 \cdot 10e^{-3} = 50 \text{ V}$
- Ambientes húmedos: $V_s = R \cdot I = 2400 \cdot 10e^{-3} = 24 \text{ V}$
- Ambientes muy húmedos: $V_s = R \cdot I = 1200 \cdot 10e^{-3} = 12 \text{ V}$

5.3.5 Influencia de la frecuencia de la corriente

Hemos visto que los efectos de la corriente eléctrica alterna a 50/60 Hz, son como cuatro veces más peligrosos que los producidos por la corriente continua a igualdad de valores. ¿Quiere esto decir que a medida que se aumenta la frecuencia, aumenta la gravedad de los accidentes?. La respuesta es, no, al contrario, a medida que aumentamos la frecuencia, una vez sobrepasados los 50 Hz, disminuye la peligrosidad de la electricidad, de forma que a frecuencias superiores a los 100.000 Hz, con tensiones bajas (220 V o 380 V), sólo se producen quemaduras.

Para entender esta curva de peligrosidad eléctrica en función de la frecuencia, se debe recurrir al efecto pelicular, que se daba en las líneas de transporte de energía eléctrica. Este efecto producía un aumento de la resistencia eléctrica en el interior de los cuerpos con respecto a la que ofrecía la periferia, obligando a que los electrones (intensidad) se situaran en la superficie, impidiendo su circulación por el interior.

Aunque el cuerpo humano no es un buen conductor, también sufre este efecto a frecuencias altas, resultando que la intensidad no penetra hacia el interior del cuerpo, no pudiendo afectar a los órganos vitales internos, con lo que se evita la electrocución con tensiones bajas. Este es el caso de la corriente eléctrica a alta frecuencia (aparatos electroquirúrgicos o electrobisturíes, los cuales funcionan a 450.000 Hz con tensiones que a frecuencias bajas serían mortales, y que trabajando con estas elevadas frecuencias no producen en el organismo más efecto que el calentamiento de los tejidos, por efecto Joule).

En resumen, la frecuencia más peligrosa para los seres vivos está precisamente alrededor de los 50 Hz o 60 Hz, es decir, el rango de frecuencia más utilizada. Si aumentamos la misma, disminuye su peligrosidad, y si la disminuimos (corriente continua), también se disminuyen sus efectos negativos.

5.3.6 Influencia del recorrido de la corriente.

La corriente eléctrica es inversamente proporcional a la resistencia, aumentando ésta con la longitud.

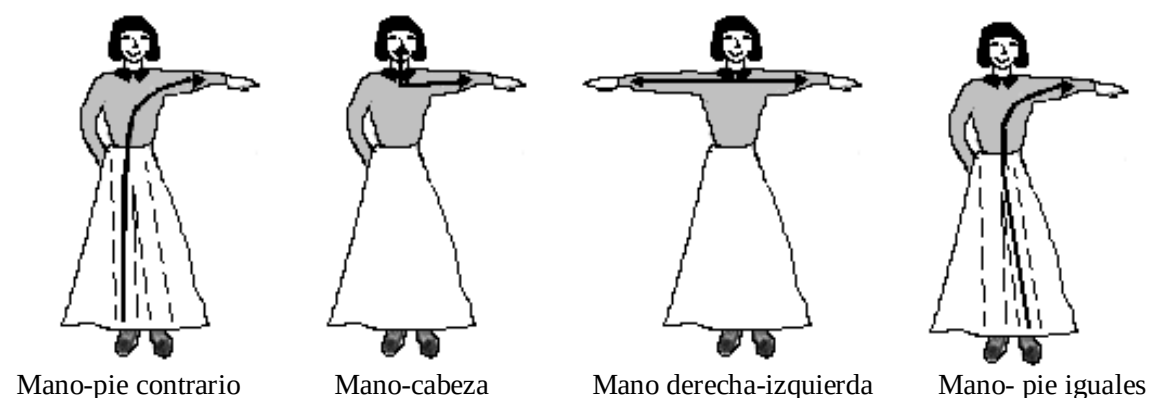


Fig. 5.8 Diversas trayectorias de la corriente eléctrica a través del cuerpo humano

Es por este motivo que la corriente eléctrica siempre seguirá la trayectoria más fácil, es decir, normalmente la más corta entre dos puntos consecutivos de contacto. Se debe también recordar que, la corriente eléctrica es la máxima responsable de la gravedad de los accidentes de origen eléctrico.

Evidentemente, los accidentes serán mucho más graves si en el trayecto de la corriente se encuentran órganos vitales como los pulmones, corazón o cerebro (trayecto normal cuando se produce un contacto mano-mano, o mano-pie) que si el contacto se produce entre los dos dedos de una misma mano, puestos en los contactos de una toma de corriente, por ejemplo. En el primer caso, y si la intensidad y el tiempo son suficientes, se producirá la electrocución, mientras que en el segundo caso, generalmente, todo se reducirá a un calambre y a la quemadura de los dedos.

5.3.7 Capacidad de reacción

Existen, finalmente, otros factores que influyen en la gravedad de los accidentes de origen eléctrico, estos factores dependen en gran medida de las características o condiciones físicas y psíquicas del accidentado. Entre éstas podemos enumerar:

- Estado físico y psicológico
- Nerviosismo o excitación
- Problemas cardiacos
- Edad (la electricidad se soporta mejor entre los 20 y 50 años)
- Grado de alcohol (afecta de forma muy negativa)
- Dormido o despierto (una persona dormida soporta prácticamente el doble de electricidad que una persona despierta)
- Fatiga, sueño, etc. (perjudican la resistencia frente a la electricidad)

En definitiva, las personas sanas disponen de gran resistencia física frente a de los accidentes de origen eléctrico, mientras que las personas de constitución débil suelen resultar mejores conductoras de la corriente eléctrica y por tanto más perjudicadas.

5.3.8 Conclusión

Lo decisivo en baja tensión, para que se produzca la electrocución, con frecuencias de 50/60 Hz, es que desaparezca nuestro escudo protector que es la piel. Esto se pone de manifiesto en accidentados con la piel mojada o con las típicas marcas eléctricas donde la piel ha sido afectada o destruida.

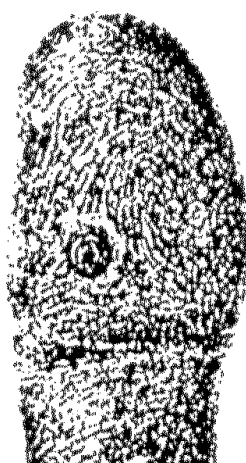


Fig. 5.9 Efectos eléctricos en el pulgar de la mano izquierda

Se comprueba que los efectos fisiológicos dependen de la cantidad de electricidad que puede circular por el organismo, para una tensión fija. En el caso de que la tensión varíe, lo definitivo en el accidente, será la energía que pueda atravesar al accidentado.

5.4 La electricidad estática

5.4.1 Generación y efectos

La electricidad estática es inherente al mundo en el que vivimos, ya que la atmósfera contiene cargas eléctricas. Estas cargas depositadas en según que materiales pueden llegar ha acumularse formando potenciales elevados capaces de producir chispas. La electricidad estática se genera por frotamiento o puesta en contacto y separación de dos sustancias o materiales diferentes, o como consecuencia del movimiento de personas u objetos con respecto al aire. Andar sobre alfombras o moquetas, roces de objetos y otros fenómenos son fuentes de cargas estáticas.

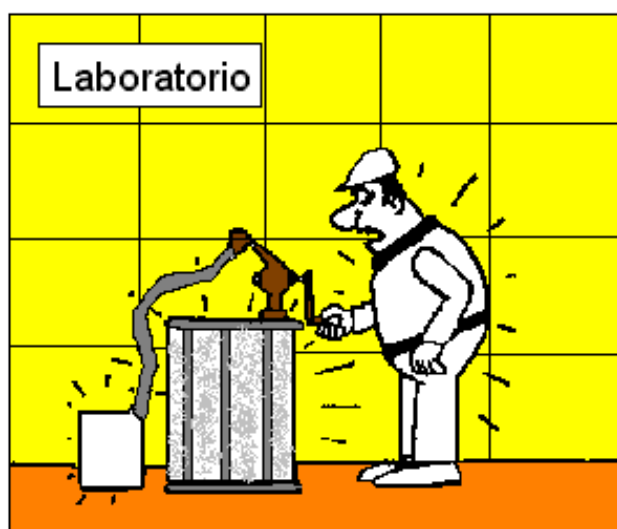


Fig. 5.10 Electricidad estática debida a la acumulación de cargas en el depósito

Estas acumulaciones se pueden producir en la práctica industrial de muchas formas: el transporte de líquidos inflamables en camiones cisterna, el llenado y vaciado de depósitos tanto de sólidos como de líquidos o gases, industrias textiles, rotativas en industrias papeleras, el rodaje de vehículos, el golpear con un martillo una superficie, las correas o poleas en funcionamiento, etc., siendo capaces de generar cargas eléctricas estáticas en las personas y en las instalaciones que pueden alcanzar tensiones de hasta 80.000 voltios.

El efecto de las cargas estáticas sobre las personas no es peligroso, caracterizándose la electricidad estática por sus intensidades de valor despreciable, debido a que prácticamente no existe potencia, aunque la tensión se eleve a miles de voltios. Por este motivo, los accidentes debidos a cargas estáticas son producidos más por efectos indirectos a las mismas (caídas de personas que estaban trabajando en altura, debidas al sobresalto o molestia de un chispazo) que a la peligrosidad que en sí misma éstas

encierran. Los accidentes producidos por cargas estáticas aumentan en número y peligrosidad cuando el sujeto es nervioso o está debilitado.

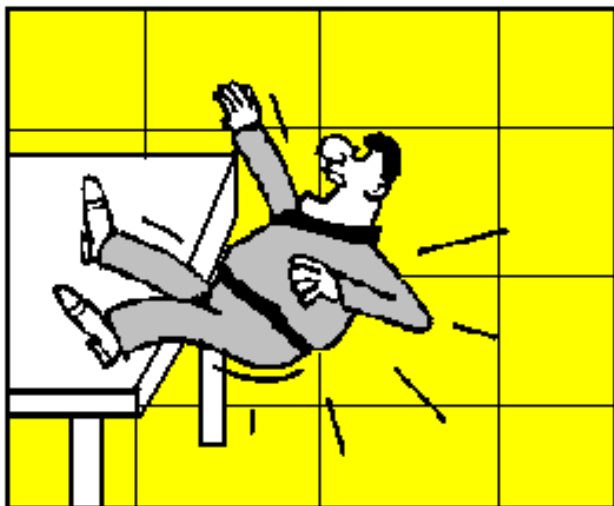


Fig. 5.11 Caída accidental debida al sobresalto provocado por la electricidad estátic.

El auténtico riesgo que presentan las carga estáticas es la producción de chispas; así, mientras en ambientes normales pasarán inadvertidas o sólo provocarán ligeras molestias, podrán provocar incendios y explosiones cuando en el ambiente estén presentes polvos, gases, vapores inflamables o explosivos.



Fig. 5.12 Chispa producida por la acumulación de cargas estática.

En principio, es imposible impedir la generación de electricidad estática, pues este fenómeno es inherente al movimiento y contacto de los distintos materiales, aunque pueden evitarse sus efectos peligrosos si impedimos su acumulación. En este principio se basan las medidas de protección y prevención, evitando que los potenciales eléctricos alcanzados por la acumulación de cargas estáticas excedan el valor capaz de producir chispas.

5.4.2 Medidas generales de protección

5.4.2.1 Interconexión y puesta a tierra

Es uno de los métodos más eficaces a la hora de limitar las acumulaciones de cargas eléctricas estáticas, para ello, se deben conectar entre sí y a tierra, todas las superficies de los equipos, conjuntos o procesos, sobre los cuales habitualmente se producen acumulaciones de cargas. Así se consigue que las cargas puedan eliminarse (de las superficies de los objetos), a medida que se van formando, impidiéndose por tanto acumulaciones peligrosas.

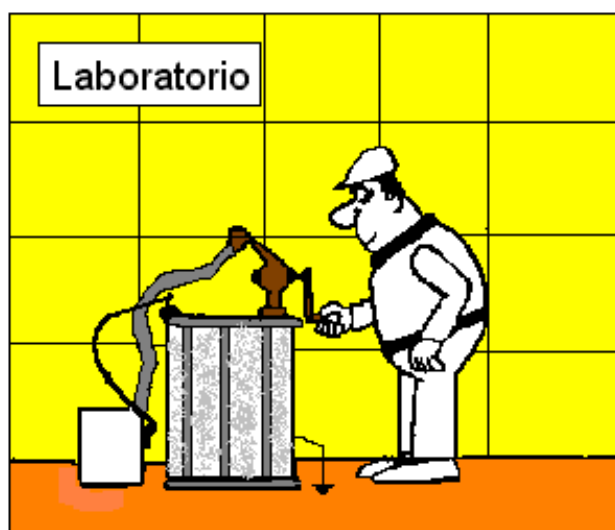


Fig. 5.13 Puesta a tierra de las masas metálicas para impedir la acumulación de cargas

5.4.2.2 Control de la humedad ambiental

En los materiales aislantes, las cargas estáticas tienen tendencia a permanecer estacionarias en la vecindad del lugar donde se generaron. Sin embargo, en la mayoría de materiales, las acumulaciones pueden evitarse si existe sobre la superficie una película conductora que descargue la energía a tierra; esta película puede ser la humedad. Cuando ésta es alta, se adhiere a la superficie y el problema de la electricidad estática se reduce notablemente.



Fig. 5.14 En ambientes inflamables se necesita por lo menos un 60% de humedad

El nivel de humedad deseado puede obtenerse mediante humidificadores de ambiente especiales o inyectores de vapor, colocados en calentadores con ventilador de impulsión, siendo recomendable que en ambientes inflamables esta humedad no sea inferior al 60%.

5.4.2.3 Incremento de la conductividad eléctrica de los materiales, las máquinas y los elementos manipulados

Se está desarrollando el empleo de *sprays* con sustancias antiestáticas para aplicar sobre suelos, moquetas, tejidos, muebles, máquinas, etc., de forma que se aumente la conductividad de los materiales y así se impida la acumulación de cargas eléctricas sobre ellos. Este es un campo con gran futuro, pero que aún no está suficientemente desarrollado. El principal inconveniente radica precisamente en la corta duración de las propiedades antiestáticas de los *sprays*, por lo que resulta indispensable su aplicación continuada, repercutiendo negativamente en el coste final del método.

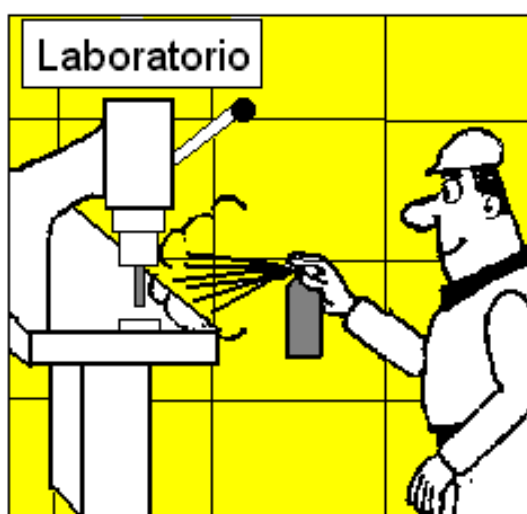


Fig. 5.15 Incremento de la conductividad mediante el empleo de sprays antiestáticos

5.4.2.4 Ionización de la atmósfera

En el caso de que no sea posible disipar por otros medios las cargas estáticas acumuladas en los materiales, se puede ionizar la atmósfera que los circunda, ya que el aire no es buen conductor de la electricidad, sobre todo si está seco, pero cuando se ioniza, adquiere la conductividad suficiente para impedir la acumulación de estas cargas.

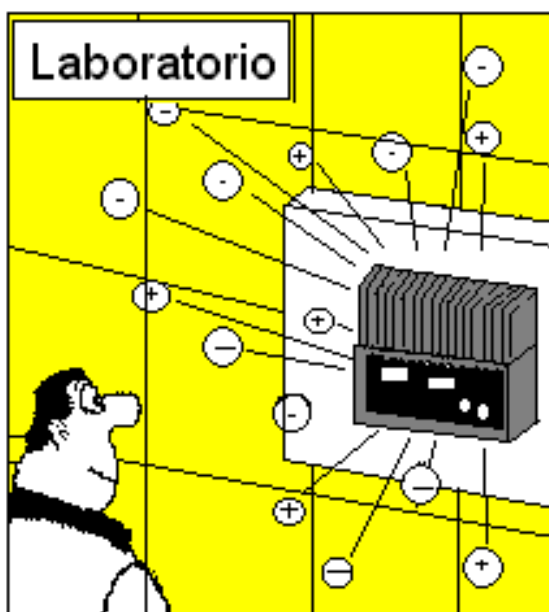


Fig. 5.16 Incremento de la conductividad del aire mediante ionizadores

El proceso empleado se denomina *ionización del aire*, consistente en suministrar una abundante provisión de iones positivos o negativos al aire que se encuentra entre el neutralizador y el material cargado electrostáticamente, adquiriendo así la conductividad suficiente para impedir la acumulación de cargas estáticas y evitar posibles chispas peligrosas en ambientes con riesgo de explosión o incendio.

5.4.3 Cargas electroestáticas de las personas

Las personas pueden, de la misma forma, cargarse electrostáticamente debido al roce de ciertos materiales o bajo la influencia de campos eléctricos o magnéticos. La ropa con una conductividad baja favorece el fenómeno y la proximidad de objetos cargados eléctricamente puede producir cargas estáticas sobre el cuerpo humano. En cualquier caso, para ello es necesario que la persona esté aislada eléctricamente de tierra, ya sea mediante un calzado apropiado no conductor (goma, plástico, etc.), o bien, porque se mueva sobre un suelo aislante.



Fig. 5.17 Las personas también pueden cargarse electroestáticamente

La carga acumulada sobre el cuerpo humano puede llegar a ser tan elevada que la proximidad de un objeto conductor (estantería metálica, o cualquier pieza metálica) puede provocar el salto de la chispa entre ésta y la persona. El efecto no tendría más trascendencia que la molestia del chispazo en ambientes normales, pero puede ser muy peligroso en ambientes inflamables o explosivos.

5.4.3.1 Materiales y prendas de protección electrostática para las personas

Estas medidas son necesarias para evitar que las personas sean fuente de chispas electrostáticas en procesos en los que materias o sustancias inflamables o explosivas estén presentes. Nunca debe olvidarse que la protección individual de las personas es una medida complementaria de seguridad, y, por tanto, añadida a todas las medidas técnicas indicadas anteriormente, como son la puesta a tierra e interconexión de elementos metálicos, control de la humedad ambiental, ionización de la atmósfera, utilización de *sprays*, etc.

5.4.3.1.1 Calzado conductor y suelos antiestáticos

El uso de zapatos con suela conductora, combinado con la utilización de suelos asimismo conductores (como, por ejemplo, el cemento antichispas, oxiclорuro de magnesio, losetas de asfalto conductor, plaquetas de goma conductora) en las zonas donde se manejan sustancias peligrosas, son los medios más comunes para evitar la acumulación de cargas estáticas sobre las personas que, en un momento dado, podrían generar chispas peligrosas.

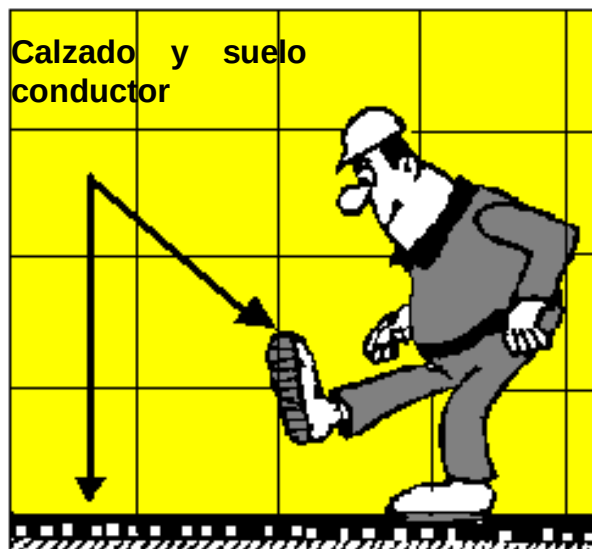


Fig. 5.18 Calzado conductor unido a un suelo conductor

Es importante recordar que un zapato conductor unido a un suelo aislante, o viceversa, no tiene ninguna efectividad, ya que se interrumpe el paso de las cargas a tierra, perdiendo el método toda efectividad, siendo por tanto completamente necesario el concurso de las dos medidas.

5.4.3.1.2 Ropa de trabajo

En el caso de que existan atmósferas muy inflamables o explosivas, es necesario evitar el uso de prendas confeccionadas con ciertas fibras como rayón, lana, seda, nailón, poliésteres, etc., sustituyéndolas por otras de algodón (que aunque no sea buen conductor, absorbe muy bien la humedad), o por otras de algodón con entramados de fibra de carbono (la fibra de carbono es ya un buen conductor), complementándose así las medidas adoptadas anteriormente (zapatos y suelos conductores).



Fig. 5.19 El empleo de prendas de algodón permite disminuir el peligro de cargas

5.4.3.1.3 Guantes conductores

Cuando sea necesario el empleo de guantes en zonas con peligro de ignición, éstos deberán ser conductores para evitar que un objeto conductor (herramienta) que se sujeta con la mano pueda acumular cargas.

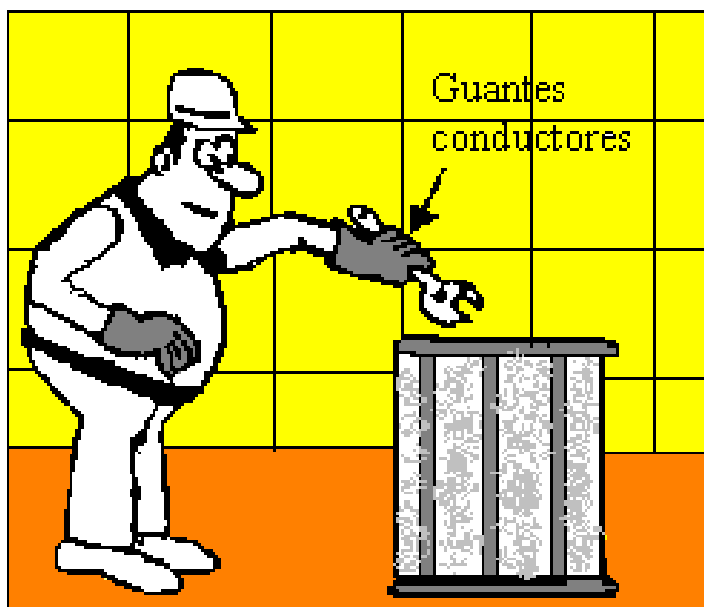


Fig. 5.20 El empleo de guantes conductores, unido a las demás protecciones, asegura una continua descarga de la electricidad estática hacia tierras

Siempre debe existir continuidad hasta tierra (en este caso desde la herramienta sujeta con la mano). Por este motivo, para que los guantes conductores sean realmente efectivos, deberán acompañarse de las ropas, los zapatos y los suelos conductores correspondientes.

5.5 Tipos de accidentes eléctricos

Los accidentes eléctricos son debidos a contactos de personas con partes o máquinas en tensión. Atendiendo a la forma en que se producen estos contactos, podemos dividirlos en dos grandes grupos:

- Contacto directo
- Contacto indirecto

5.5.1 Contacto eléctrico directo

El Reglamento eléctrico para baja tensión (REBT) define al contacto directo como el contacto de personas con partes activas de los materiales y equipos, entendiéndose como partes activas el conjunto de conductores y piezas conductoras bajo tensión en condiciones normales de funcionamiento.

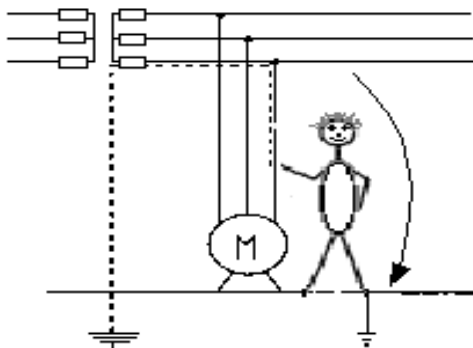


Fig. 5.21 Contacto eléctrico directo con un conductor activo

Siguiendo esta definición, se producirá un contacto eléctrico directo en los siguientes supuestos:

- Contacto directo con dos conductores activos de una línea: este es el más peligroso de todos los accidentes, ya que dos manos (por ejemplo) entran en contacto con sendas líneas en tensión, y por tanto la persona se halla sometida a la tensión existente entre las dos fases. La corriente eléctrica, en estos casos, suele seguir una trayectoria a través del tórax, pudiendo provocar la electrocución del accidentado.
- Contacto directo con un conductor activo de una línea y masa o tierra: es necesario para producirse este accidente que el circuito se cierre a través del neutro de un transformador (por ejemplo). El accidentado queda sometido a la tensión simple, es decir, la tensión de línea dividida por $\sqrt{3}$, siendo por tanto menos peligroso que el anterior. Si la corriente, en su trayectoria, atraviesa el corazón u otro órgano vital, puede llegar a paralizarlos.
- Contacto directo por descarga inductiva: este es el único caso en el cual se produce un accidente eléctrico sin llegar a existir contacto entre el accidentado y las partes conductoras. Todo ocurre por la proximidad de una línea con tensión elevada a un elemento conductor (una grúa o un camión, por ejemplo); si la distancia es lo suficientemente pequeña, se superará la tensión disruptiva del aire, volviéndose éste conductor y cerrándose el circuito eléctrico.

No se producirá accidente eléctrico si no circula corriente, y ésta no puede circular si no existe un circuito cerrado; por tanto, para que un contacto simple (línea con tierra ó masa) resulte peligroso, es necesario que el neutro del transformador o generador esté puesto a tierra. Otra posibilidad es que, sin estar el neutro del transformador puesto a tierra, por una avería de la instalación alguna parte de la misma tenga otro punto de contacto con tierra.

La fórmula que nos permite obtener la intensidad que circulará por el cuerpo humano en un contacto directo es:

$$I_c = \frac{U_c}{R_c} \quad [5.3]$$

donde:

- I_c = corriente que pasa por el cuerpo en A
- U_c = tensión de contacto en V
- R_c = resistencia del cuerpo humano en Ω

5.5.2 Protección contra contactos directos

Las medidas de protección contra contactos directos más importantes son:

1. Protección completa
 - Protección por aislamiento
 - Protección por barreras o revestimientos
2. Protección parcial
 - Protección por obstáculos
 - Protección por distancias de seguridad
3. Protección adicional
 - Protección por interruptores diferenciales de alta sensibilidad (10 mA o 30 mA) asociados a una puesta a tierra

5.5.3 Contacto indirecto

El Reglamento eléctrico para baja tensión (REBT) define al contacto indirecto como el contacto de personas con masas puestas accidentalmente bajo tensión que en condiciones normales de funcionamiento estarían libres de ella, entendiéndose como masa o tierra el conjunto de conductores y piezas metálicas sin energía eléctrica y por tanto que no presentan tensión en condiciones normales de funcionamiento.

Siguiendo esta definición, se producirá un contacto eléctrico indirecto cuando se entre en contacto con una parte metálica, y por tanto conductora, la cual no debería estar en tensión (carcasa de una máquina eléctrica, tuberías, radiadores, marcos metálicos de puertas ó ventanas, etc.). Estas partes metálicas están de forma accidental bajo tensión por un fallo en el aislamiento de los conductores, debido a una gran sobrecarga o debido a un fallo de fabricación, por ejemplo.

En el contacto indirecto, al contrario que en el contacto directo, el sujeto siempre estará sometido a una tensión inferior a la de la línea. Esta tensión vendrá determinada por las siguientes fórmulas:

$$I_d = \frac{V_{fase}}{(R_{tierras} + R_{aparato})} \quad [5.4]$$

$$U_c = R_{aparato} \cdot I_d \quad [5.5]$$

$$I_c = \frac{U_c}{R_c} \quad [5.6]$$

donde:

- I_d = corriente de defecto en A
- U_c = tensión de contacto en V
- I_c = corriente que pasa por el cuerpo en A
- R_c = resistencia del cuerpo humano en Ω

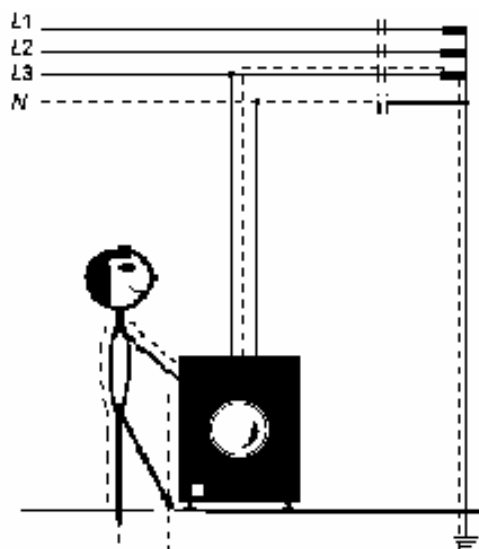


Fig. 5.22 Contacto eléctrico indirecto con una masa puesta accidentalmente en tensión

Las tensiones de contacto indirecto deben eliminarse en un tiempo tanto más corto cuanto más elevado sea su valor.

5.5.4 Protección contra contactos indirectos

Las medidas de protección contra contactos indirectos se basan en:

- 1 Las tensiones máximas admisibles en contactos accidentales son las descritas a continuación:
 - Locales secos; $U_{\max} = 50 \text{ V}$
 - Locales húmedos; $U_{\max} = 24 \text{ V}$
 - Locales sumergidos; $U_{\max} = 12 \text{ V}$
- 2 Por doble aislamiento
- 3 Por corte interruptor diferencial (ID)
- 4 Por aislamiento de protección
- 5 Por conexión equipotencial (local sin tierra)
- 6 Por separación de circuitos

5.6 Cuestiones y problemas

Cuestiones

- 1 ¿Qué se entiende por accidentes mediatos e inmediatos? ¿Son frecuentes los accidentes eléctricos? ¿Suelen presentar gravedad? ¿Por qué? Razonar las respuestas.
- 2 ¿Qué pasos deben seguirse delante de un accidentado de origen eléctrico? (Dar una breve explicación de cada caso).
- 3 Un *shock* eléctrico es una pérdida del conocimiento ¿Cómo debe actuarse delante de un accidentado que presente estos síntomas? ¿Es necesario un reconocimiento general después de

- una pérdida breve del conocimiento? ¿Cuáles son los mayores peligros que encierra un *shock* eléctrico?
- 4 ¿Cómo se detecta un paro respiratorio, y que medidas se tomarán al respecto? ¿Qué es “la cianosis”? ¿Cuáles son las zonas del cuerpo más sensibles o en las que primeramente aparecerán los efectos de la cianosis? ¿La aplicación de la respiración artificial suele tener efectos secundarios para el accidentado?
 - 5 ¿Cómo debe efectuarse una reanimación respiratoria? ¿Si el accidentado ha de bajarse de lo alto de un poste eléctrico, en qué zona se empezará a aplicar la respiración artificial? ¿La respiración artificial se aplica por igual a los adultos que a los niños? ¿Cuándo se produce la asfixia?
 - 6 Delante de un paro circulatorio, ¿cuáles son los síntomas más habituales? ¿Cómo debe actuarse delante de una situación como la planteada? ¿Por qué es tan peligroso un paro respiratorio? ¿En cuantos minutos, en promedio, las lesiones producidas por un paro circulatorio, pueden considerarse irreversibles, y por qué?
 - 7 ¿Qué es la midriasis, y la miosis? ¿Existe peligro para el accidentado si la aplicación de la reanimación cardiovascular se efectúa de forma incorrecta? ¿Cómo se efectúa esta reanimación en un centro hospitalario?
 - 8 Las quemaduras son uno de los efectos secundarios más peligrosos que afectan a un accidentado de origen eléctrico. ¿Qué tipo de quemaduras pueden producirse? ¿A qué partes de la piel afectan? ¿Cuáles son las características que las definen (síntomas, duración, apariencia, etc.)?
 - 9 ¿Cómo se debe actuar delante de cada tipo de quemadura? ¿Qué se conoce por necrosis de la piel? ¿Puede aplicarse agua directamente en las quemaduras de tercer grado? ¿Se puede dar de beber a un accidentado que sufra quemaduras? ¿Debe quitarse la ropa de la parte afectada por la quemadura, para que así esté pueda oxigenarse mejor?
 - 10 Explicar cómo influye la corriente eléctrica en un accidente eléctrico. Indicar asimismo los efectos fisiológicos que la misma puede producir (especifíquese los valores de las intensidades de cada zona de peligro).
 - 11 ¿Cómo influye el tiempo de contacto? ¿Especifíquense las diversas zonas en función del tiempo?
 - 12 ¿Cómo influye la corriente continua en el organismo humano? ¿Reviste igual peligrosidad que la corriente alterna? Razonar las respuestas.
 - 13 ¿Cómo influye la tensión en los accidentes eléctricos? Indíquense las diferencias entre los efectos producidos entre un contacto en alta tensión y un contacto en baja tensión. ¿Variará la resistencia del cuerpo humano si variamos la tensión? Razonar las respuestas.
 - 14 ¿Cómo influye la resistencia del cuerpo humano ante de un accidente eléctrico? ¿Qué valores de tensión pueden considerarse seguros, y por qué? ¿Cuántos ohmios puede llegar a tener la piel humana, y en cambio, cuáles son los valores de la resistencia del organismo, una vez desaparecido el escudo protector de la piel?
 - 15 ¿Cómo influye la frecuencia ante de un accidente de tipo eléctrico? ¿Cuál es el rango de frecuencias más peligrosas para los seres vivos? ¿Qué efecto eléctrico disminuye la peligrosidad de un contacto eléctrico a frecuencias grandes, y por qué?
 - 16 Indicar cómo influye el recorrido de la corriente eléctrica a través del cuerpo humano ¿De qué depende este recorrido? Explicar este razonamiento: si la corriente eléctrica no penetra en el cuerpo humano, no dañará los órganos vitales, pero en cambio aumentará las zonas con quemaduras en la piel, ¿qué es más peligroso?
 - 17 ¿Qué factores hacen disminuir la capacidad de reacción delante de un accidente de origen eléctrico? ¿Qué factores aumentan esta capacidad de reacción? ¿Por qué las mujeres aguantan peor el paso de la electricidad? ¿Por qué los nórdicos soportan mejor los efectos de la corriente eléctrica, comparados con los mediterráneos?
 - 18 ¿Cuál es el origen de la electricidad estática? ¿Es posible suprimirla? ¿Cómo pueden aminorarse sus efectos? Indicar algunos ejemplos típicos de procesos industriales propensos a la generación de electricidad estática.

- 19 ¿Cuántos voltios es posible alcanzar con acumulaciones de electricidad estática? ¿Existe peligro para los seres humanos con estas tensiones tan elevadas? ¿Dónde está el auténtico peligro de la electricidad electrostática?
- 20 Indicar cómo actúan las medidas de protección ante de la electricidad estática, en sus versiones de conexionado a tierra y mediante el control de la humedad ambiental.
- 21 En según que procesos industriales es especialmente peligroso la existencia de cargas eléctricas estáticas. ¿Cómo son las medidas de seguridad, en cuanto a prendas de vestir, para estos casos? Razonar la respuesta.
- 22 ¿Qué ropas nos protegen de la acumulación de cargas, y por qué? ¿Si ya llevamos una correcta vestimenta para evitar la acumulación de las cargas electroestáticas, por qué es necesario que el suelo sea también conductor?
- 23 ¿Qué es un contacto eléctrico directo? ¿Cuándo puede producirse? ¿Qué fórmulas lo definen?
- 24 ¿Cuáles son las medidas de protección ante los contactos directos?
- 25 ¿Qué es un contacto eléctrico indirecto? ¿Cuándo puede producirse? ¿Qué fórmulas que lo definen?
- 26 ¿Cuáles son las medidas de protección delante de los contactos indirectos?

6 Protección de sistemas eléctricos

6.1 Protección de sistemas eléctricos. Sobrecargas, cortocircuitos, defectos a tierra...

6.1.1 Introducción

Todos los circuitos, cables y aparatos deben protegerse inexcusablemente, por imperativo legal, contra los efectos perjudiciales de las sobrecargas y los cortocircuitos. El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en sus instrucciones MI.BT020 y MI.BT021, así lo establece.

Esta protección se realizará mediante dispositivos que sean capaces de producir la desconexión del circuito en un tiempo apropiado, cuando la intensidad supere un valor preestablecido.

Los dispositivos previstos en el Reglamento, capaces de cumplir esta función son:

- Protección contra sobrecargas
 - Interruptores automáticos con *relé térmico*
 - Fusibles de características y calibre apropiados
- Protección contra cortocircuitos
 - Interruptores automáticos con *relé magnético*
 - Fusibles de características y calibre apropiados
- Protección contra contactos a tierra
 - Dispositivos *diferenciales*

6.1.2 Protecciones contra sobrecargas. Relé térmico

Se entiende que un circuito está afectado por una sobrecarga cuando los valores de sus intensidades alcanzan valores más elevados que las correspondientes a su valor nominal, pero sin exceder demasiado de él (de $1.1I_n$ a $3I_n$), aparte, no se producen de forma instantánea, permitiendo al circuito adaptarse a los cambios. No son por tanto demasiado perjudiciales, siempre que su duración no permita que se alcancen temperaturas inadmisibles en los aislantes de los circuitos. Es más, para una correcta utilización de las instalaciones y máquinas es bueno que los dispositivos de seguridad permitan en cierto modo y durante un tiempo determinado, estas sobrecargas, evitándose así desconexiones indebidas que perjudicarían el normal funcionamiento del arranque de los motores, por ejemplo.

Esto implica que el dispositivo de protección contra sobrecargas sea inteligente, es decir, que permita el paso de intensidades bajas durante un cierto tiempo y, en cambio, con intensidades peligrosas actúe con rapidez. A estos dispositivos se les denomina de *tiempo-dependiente* o *característica térmica inversa*, ya que a mayor temperatura (mayor intensidad) el tiempo de disparo decrece. Normalmente, el dispositivo mide el calentamiento *indirectamente* mediante el control de la intensidad que recorre el circuito.

La curva de disparo del relé térmico puede observarse en la figura 1, en ella se aprecia:

- Los ejes se gradúan normalmente en: ordenadas (logaritmo de tiempos) y abscisas (relación entre intensidades).
- El valor inicial de disparo (intensidad de arranque), coincide con un 10% o 15% superior al valor de la intensidad nominal, lo que permite evitar disparos indebidos por pequeñas sobrecargas completamente normales en el funcionamiento habitual de una instalación.
- La curva sigue una trayectoria descendente exponencial, permitiendo a las intensidades superiores en un 20% al valor nominal circular durante media hora, y en cambio, a las intensidades superiores al 50% de su valor nominal fluir sólo durante 2 minutos.
- Existen realmente dos curvas: una en vacío (cuando se produce la primera desconexión y por tanto el bimetálico se encontraba en frío), y una en temperatura (cuando ya ha desconectado en más de una ocasión y por tanto el bimetálico tenía una temperatura adquirida).
- Las curvas de disparo suelen darse para una temperatura ambiente estándar de 20°C.

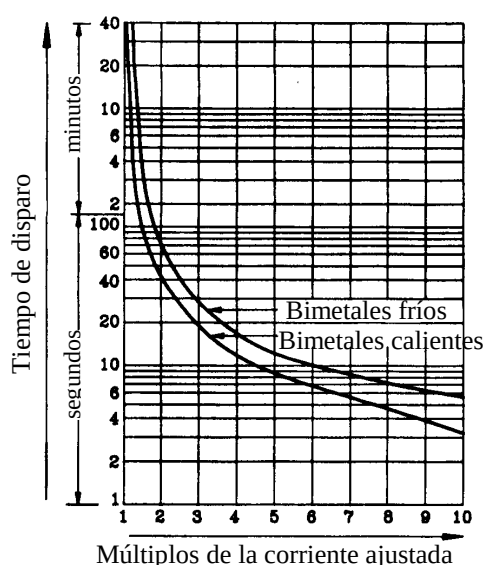


Fig. 6.1 Características tiempo-corriente de un relé térmico

La correcta elección del relé térmico pasa por dos grandes supuestos:

- Si conocemos la imagen térmica del elemento a proteger o curva tiempo-corriente admisible (lo que ocurre en contadas ocasiones, ya que lo normal es que los elementos o máquinas no dispongan de la misma, o por el contrario se proteja con el relé a más de un componente), la elección del relé se efectuará de forma que la curva del mismo siempre esté por debajo de la curva límite del elemento o conductor a proteger.

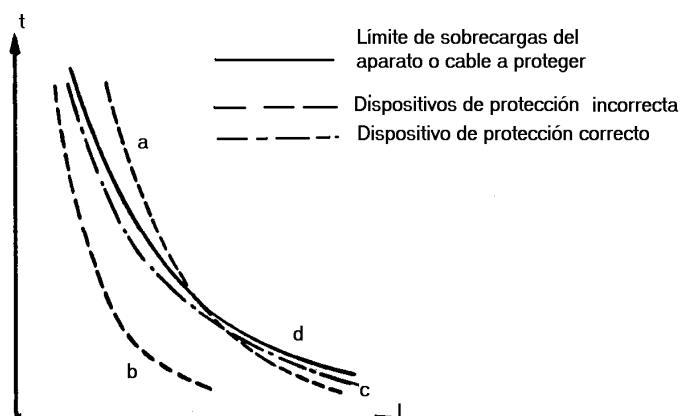


Fig. 6.2 Elección del relé térmico conocida la imagen térmica del elemento a proteger

- Si la imagen térmica del elemento a proteger no es conocida (caso más habitual), se seguirá, en este caso para la elección del relé, lo prescrito por las normas UNE y CEI. Es importante para una correcta elección tener presente, entre otras cosas: las características de arranque de la máquina (corriente, duración y frecuencia), la temperatura ambiente (del relé térmico y del elemento a proteger), las condiciones extremas de funcionamiento (posibles sobrecargas temporales), etc.

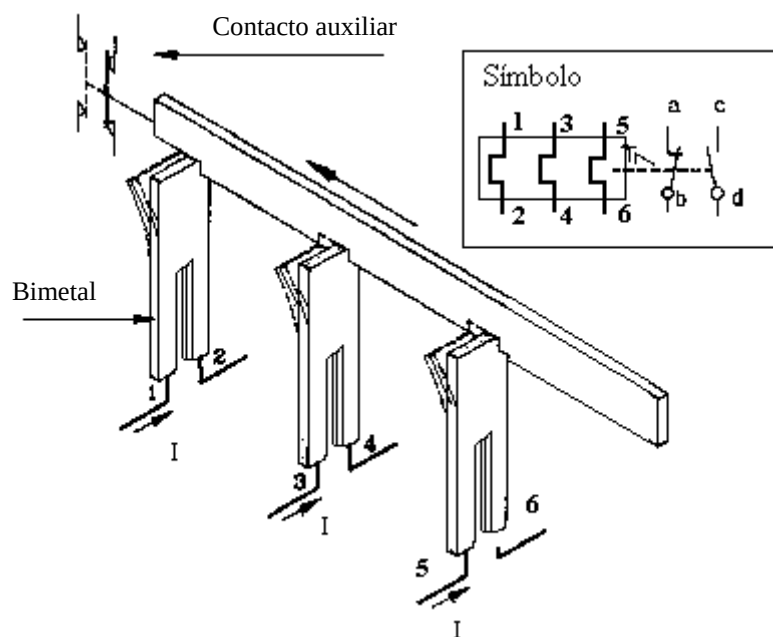


Fig. 6.3 Estructura básica de un relé térmico

Normalmente los relés suelen proporcionar una protección muy conservadora, siendo suficiente, en la mayoría de las ocasiones, con seguir las pautas señaladas para una correcta y segura elección.

El elemento básico de un relé térmico contra sobrecargas es una lámina bimetálica, es decir, una lámina constituida por dos metales de diferente coeficiente de dilatación (el metal superior suele ser

más sensible a los cambios de temperatura) y calentada por la corriente que atraviesa el circuito principal; este calentamiento puede ser:

1. Directo: si por la bilámina pasa toda la corriente del circuito.
2. Indirecto: si la corriente pasa por un arrollamiento calefactor que rodea la bilamina.

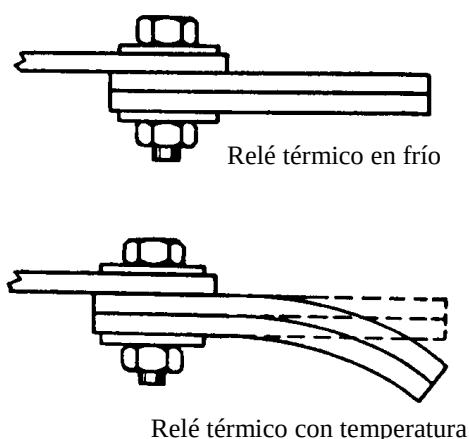


Fig. 6.4 Relé térmico: en frío y después de recibir el paso de una gran intensidad

El funcionamiento del relé es sencillo; cuando una intensidad, dentro de los valores normales, circule por la lámina bimetálica, se producirá un calor que será disipado sin dificultad por el mismo material, mas cuando la intensidad alcance valores mayores a los permitidos, la bilámina ya no podrá disipar tanta energía calorífica y comenzará el proceso de dilatación. Al estar las láminas unidas mecánicamente o por soldadura, resulta imposible su elongación por separado, así el metal cuyo coeficiente de dilatación sea mayor no tendrá más alternativa que curvarse sobre el material con coeficiente de dilatación menor, de forma que: si se fija uno de los extremos de la lámina bimetálica, el otro extremo no tendrá más opción que desplazarse hacia el lugar ocupado por el metal de menor coeficiente de dilatación térmica.

Si esta bilámina, al llegar en su curvatura a un punto determinado, acciona algún mecanismo, abre un contacto o actúa sobre cualquier otro dispositivo solidario como la bobina de un contactor, puede conseguirse la desconexión del circuito por abertura del relé térmico. Aparte, es importante destacar que este sencillo elemento es capaz de dar respuesta a la curva deseada para las sobrecargas (curva a tiempo inverso), ya que si la intensidad es pequeña, la lámina bimetálica tardará mucho en doblarse (desconexión), en cambio si la corriente es grande, también será grande el calor por efecto Joule producido, siendo la desconexión mucho más rápida.

Para las instalaciones de potencia, con intensidades elevadas, los relés serían costosos y de grandes dimensiones. Para evitar ese inconveniente, en estos casos, por los relés no pasa la totalidad de la intensidad, sino una parte proporcional de la misma, que es proporcionada por el secundario de un transformador de intensidad conectado con el circuito principal.

6.1.3 Protecciones contra cortocircuitos. Relé magnético

Los cortocircuitos son defectos que producen intensidades muy elevadas (con 5 veces la I_n , puede considerarse un cortocircuito franco), bruscas (la elevación se produce en un intervalo de tiempo muy pequeño) y destructivas. Los cortocircuitos ocurren cuando en un circuito desaparece toda o parte de su impedancia, manteniéndose la tensión prácticamente constante. Todo ocurre como si de repente un circuito con una cierta impedancia, debido a un fallo de aislamiento o por una operación incorrecta, perdiera parte de esta impedancia elevándose bruscamente la intensidad.

Un ejemplo nos permitirá una mejor comprensión: supongamos una vivienda con 220 V de tensión; esta vivienda, dispone de una toma de corriente a la que se conecta una bombilla de 100 W. La resistencia de la bombilla será:

$$R = \frac{U^2}{P} = \frac{220^2}{100} = 484\Omega$$

Con la citada tensión le corresponderá una intensidad de:

$$I = \frac{U}{Z} = \frac{220}{484} = 0.4545A$$

Intensidad completamente aceptable.

Si por un error de conexión o fallo de aislamiento, los dos terminales de la toma de corriente entran en contacto (circuito corto), la resistencia disminuirá a valores muy bajos (del orden de décimas de Ω), quedando la intensidad con un valor:

$$I = \frac{220}{0.12} = 1833A$$

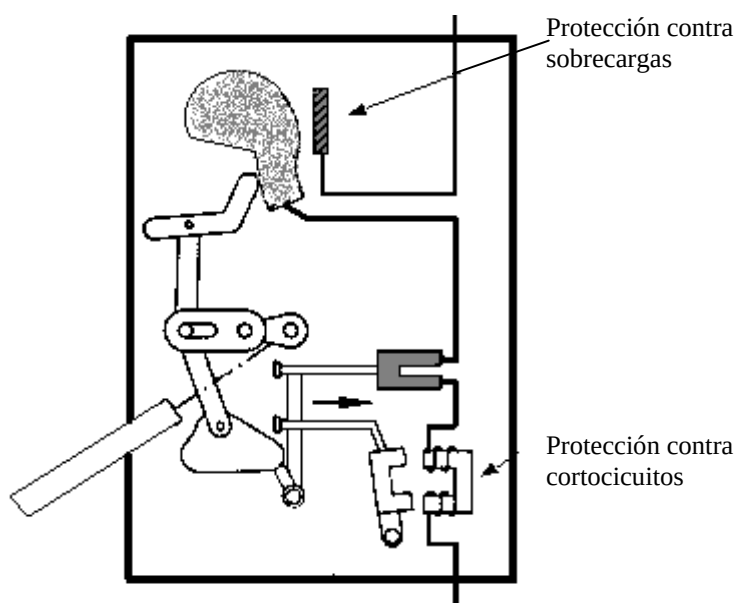


Fig. 6.5 Interruptor magnetotérmico (protección contra sobrecargas y cortocircuitos)

Este valor tan alto de la intensidad producirá de inmediato dos efectos negativos:

- Un efecto térmico: formación de plasma (no son raros valores de 2000°C y aún mayores), con la transformación de la mayor parte de los materiales a este estado.
- Un efecto electrodinámico: grandes esfuerzos magnéticos de atracción o repulsión, que suelen destruir los bobinados de las máquinas eléctricas o proyectar violentamente los elementos bajo su influencia.

La secuencia de daños que pueden producir estas corrientes son, sucesivamente:

- Envejecimiento de los aislamientos
- Carbonización o inflamación de los aislamientos
- Fusión de los conductores
- Disminución de las características mecánicas de las partes conductoras o metálicas adyacentes (resortes, etc..)

El primero de los efectos señalados, envejecimiento de los aislamientos, suele presentarse con intensidades no muy elevadas, siendo suficientes unos 160°C para que, materiales tan frecuentes como el PVC (policloruro de vinilo) comiencen a deteriorarse. Para evitarlo, la temperatura momentánea no debe superar nunca los valores especificados por los fabricantes.

Los cortocircuitos, por tanto, son siempre perjudiciales y deben interrumpirse cuanto antes. Por este motivo, los dispositivos de protección contra ellos deben ser *instantáneos* y han de actuar sobre equipos capaces de abrir el circuito en presencia de estas corrientes elevadas. El medio más utilizado para la protección contra cortocircuitos es el interruptor de potencia.

Con el objetivo de cumplir adecuadamente sus misiones de mando y protección, los interruptores de potencia suelen estar provistos de toda una serie de mecanismos y dispositivos de desenganche o desconexión. A continuación se citan los más importantes:

1. Dispositivos térmicos de desenganche con retardo dependiente de la corriente: se utilizan para la protección contra sobrecargas.
2. Dispositivos de desenganche electromagnéticos de sobreintensidad: son utilizados como desenganches rápidos para la protección contra cortocircuitos. Estos dispositivos actúan por atracción electromagnética no retardada (o sólo brevemente retardada) de una armadura y se ajustan, según los impulsos de carga admisibles, a un múltiplo de la corriente nominal, de forma que no reaccionan a las intensidades de arranque y a las sobrecargas normales de servicio. Los dos dispositivos de desenganche citados son atravesados por la corriente principal. En general, para la protección contra sobreintensidades es válido el criterio de que, las sobrecargas normales de servicio deben ser desconectadas lo más tarde posible, pero siempre, por supuesto, antes de que se alcance un calentamiento peligroso de las partes protegidas de la instalación; por el contrario, los cortocircuitos deben ser desconectados con tanta rapidez como sea posible, considerando la selectividad del conjunto de la red (para proteger todas las partes de la instalación atravesadas por la corriente de cortocircuito) contra los efectos térmicos, y a ser posible, contra los efectos electrodinámicos(éstos crecen proporcionalmente con cuadrado de la intensidad de la corriente).
3. Dispositivos de desenganche magnetotérmicos: constituidos por la combinación, en un sólo bloque, de los dispositivos térmicos contra las sobrecargas y de los electromagnéticos contra cortocircuitos, indicados anteriormente.

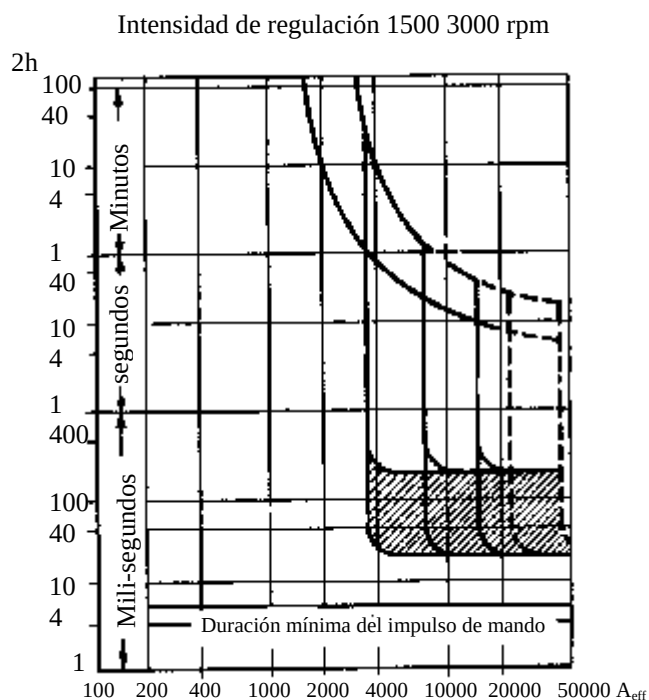


Fig. 6.6 Curva de disparo de un sistema con protección magnetotérmica

4. Dispositivos de desenganche electromagnéticos de mínima tensión: están conectados a la tensión de servicio y disparan al disminuir la tensión hasta un 50% de su valor nominal, aproximadamente, soltando su armadura magnética. De esta forma, impiden el nuevo arranque automático de los motores u otros órganos protegidos, cuando al volver la tensión de servicio a un 70% aproximadamente de la tensión nominal, se produce la conexión de su interruptor. Mediante un dispositivo temporizador con un retardo de 2s, en interruptores de 100 A en adelante, puede impedirse el disparo en el caso de caídas de tensión de corta duración (por ejemplo, a consecuencia de un reenganche rápido en el caso de un cortocircuito). Los interruptores con dispositivo de desenganche de mínima tensión sin retardo pueden emplearse también para desenganche a distancia. Para los que tienen dispositivo de retardo, es necesaria una bobina de desenganche por corriente de trabajo. Para el disparo a distancia se interrumpe el circuito de mínima tensión, o se puentea su bobina a través de una resistencia limitadora.
5. Dispositivos de desenganche electromagnéticos de mínima tensión: están conectados a la tensión de servicio y se disparan al disminuir la tensión hasta un 50% de su valor nominal, aproximadamente, soltando su armadura magnética. De esta forma, impiden el nuevo arranque automático de los motores u otros órganos protegidos, cuando al volver la tensión de servicio a un 70% aproximadamente de la tensión nominal, se produce la conexión de su interruptor. Mediante un dispositivo temporizador con un retardo de 2 s, en interruptores de 100 A en adelante, puede impedirse el disparo en el caso de caídas de tensión de corta duración (por ejemplo, a consecuencia de un reenganche rápido en el caso de un cortocircuito). Los interruptores con dispositivo de desenganche de mínima tensión sin retardo pueden emplearse también para desenganche a distancia. Para los que tienen dispositivo de retardo, es necesaria una bobina de desenganche por corriente de trabajo. Para el disparo a distancia se interrumpe el circuito de mínima tensión, o se puentea su bobina a través de una resistencia limitadora.

6. Dispositivos de desenganche electromagnéticos de corriente de trabajo (emisión de corriente). Se utilizan para el disparo a distancia, por cierre de su circuito de corriente, en interruptores de trinquete. Reaccionan con un 50% de su tensión nominal y se desconectan por medio de un contacto auxiliar del interruptor de potencia.

La unión de los relés térmico y magnético conlleva la protección simultánea contra las sobrecargas y los cortocircuitos, siendo el dispositivo de protección más habitual en instalaciones de baja tensión.

De estos dispositivos destacan dos valores de intensidades que se designan por *poder de corte* y *poder de cierre*:

- Poder de corte: es la intensidad más elevada que un interruptor es capaz de cortar de forma cómoda y segura.
- Poder de cierre: es el valor máximo de la intensidad que un interruptor puede soportar, corriéndose el riesgo, para intensidades mayores, de la destrucción del mismo.

6.1.4 Protecciones de contactos indirectos y fugas a tierra

Las protecciones de los seres vivos y contra incendios es la sección más importante de las protecciones. Los dispositivos que tienen encomendado esta protección deberán cumplir con unos requisitos muy estrictos, ya que de ellos dependerá nuestra propia integridad.

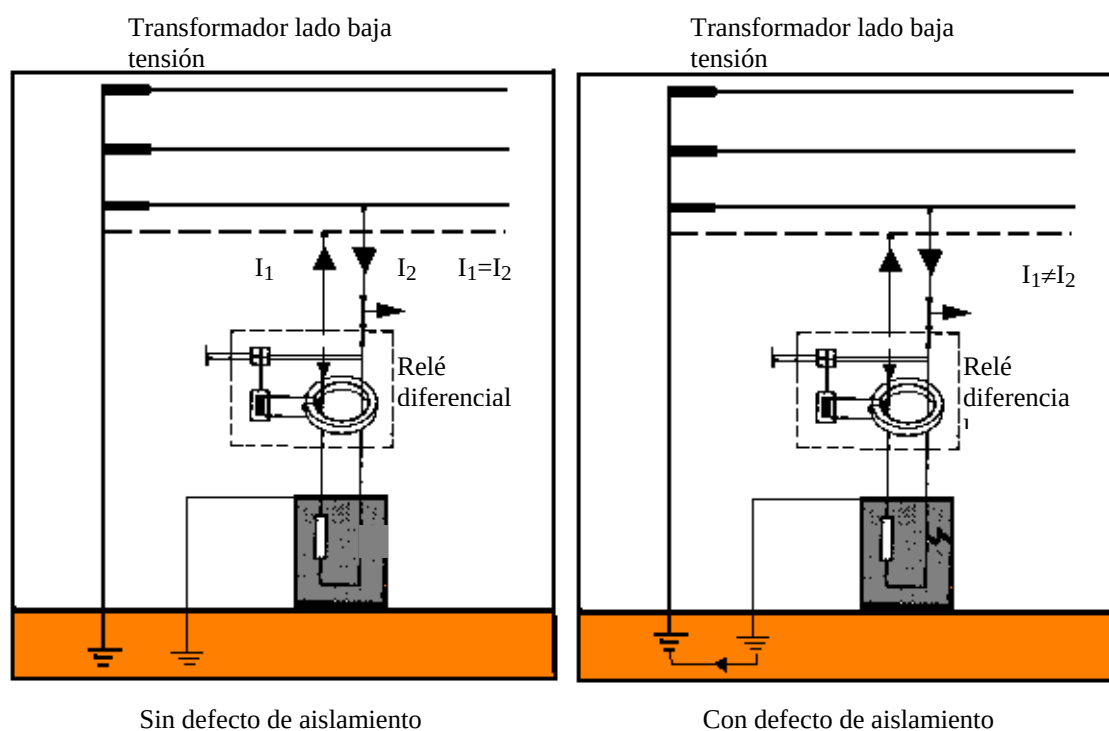


Fig. 6.7 Protección mediante relé diferencial

Hasta ahora hemos descrito las protecciones que salvaguardan a los equipos, maquinaria e instalaciones eléctricas. Existían unas intensidades límite que no debían ser sobrepasadas, ya que de ellas dependía el correcto funcionamiento de las instalaciones. Las partes o materiales que primeramente recibían los efectos negativos de las altas temperaturas generadas por el paso de corrientes eléctricas demasiado elevadas eran los aislantes, pero no obstante, eran necesarios varios amperios para que esto ocurriera.

Cuando nos referimos a protección de seres vivos, el concepto es muy diferente, ya que como se vio en el capítulo VI de esta obra, son suficientes unos pocos miliamperios para provocar la electrocución de un ser humano. Los miliamperios que provocan serios peligros en los seres vivos no son tan siquiera detectados por los relés térmicos, que empiezan a funcionar a partir de valores mucho mayores (10 A por ejemplo), y aun con mucha lentitud.

Nos encontramos, pues, delante de un problema: si creamos dispositivos capaces de interrumpir el fluido eléctrico con valores de intensidad no peligrosos para los seres vivos (mA), la potencia que obtendremos será tan baja que resultarán del todo inservibles. Si por el contrario los elementos de corte permiten pasar varios amperios (para obtener así potencias acordes con el consumo actual), antes de producirse el corte del suministro eléctrico, por detección de los dispositivos de corte térmicos o magnéticos, resultarán intensidades del todo inapropiadas para la protección de los seres vivos.

El problema se solucionó con la incorporación a los sistemas de protección del relé diferencial, el cual permite pasar la intensidad necesaria demandada por las instalaciones actuales de potencia, pero al mismo tiempo permite una alta protección para los seres vivos.

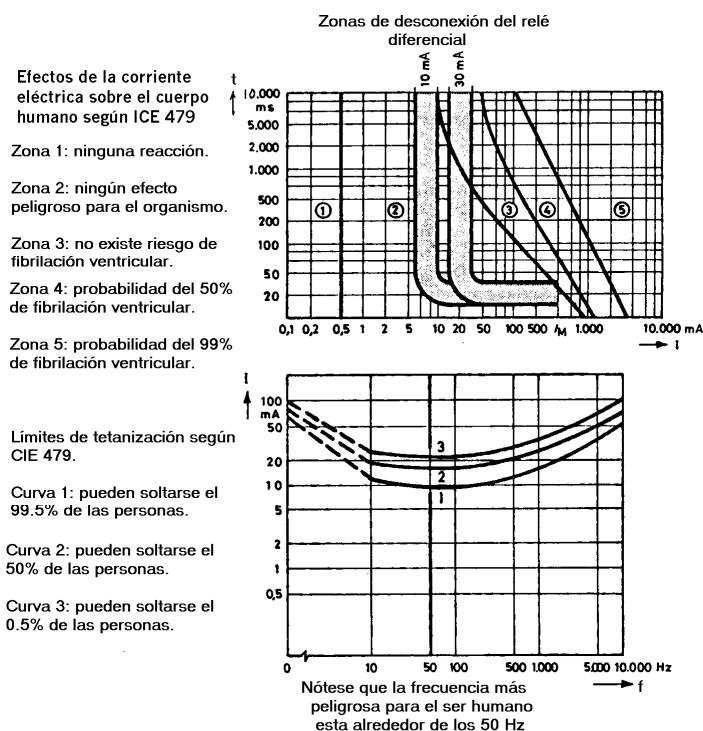


Fig. 6.8 Efectos de la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano y zonas de tetanización

El relé diferencial está formado por un núcleo magnético con unas bobinas y dispositivos a él conectadas. A través de este núcleo magnético pasan los conductores activos (fase y neutro en un

suministro monofásico, por ejemplo). Uno de estos conductores es el de la entrada de la energía (primario del núcleo), mientras que el otro corresponde el retorno de la misma (secundario del núcleo). Si no se produce ninguna fuga los amperios que han entrado a través del diferencial, una vez hayan realizado su labor (encender una bombilla, alimentar un aparato eléctrico, etc.), retornarán por el segundo conductor sin haber sufrido disminución alguna, no actuando el dispositivo de protección, ya que está recorrido por dos corrientes del mismo valor pero de sentidos opuestos. Si se produce una fuga en algún punto de la instalación (contacto accidental de una persona, por ejemplo), ya no existirá igualdad entre las intensidades, produciéndose un desequilibrio en los flujos generados en los bobinados del núcleo magnético, que crearán una fuerza magnética capaz de producir la desconexión del diferencial.

A la diferencia de intensidades (la intensidad de ida menos la intensidad de retorno) capaz de producir la desconexión del diferencial se le denomina *sensibilidad* del diferencial, existiendo en el mercado relés diferenciales con baja sensibilidad (actúan con diferencias de intensidad de 500 mA o 300 mA), de mediana sensibilidad (100 mA), o los más eficaces, de alta sensibilidad (30 mA o 10 mA).

Son principios diferentes, por tanto, los que hacen actuar al relé diferencial del resto de relés (térmicos o magnéticos). Mientras que el diferencial actúa por comparación de intensidades, sin importarle demasiado (dentro de los límites permitidos por el componente) las intensidades que por él circulan (siempre que éstas sean iguales); para el resto de relés, lo realmente importante es el valor de la intensidad que circula por ellos, disparándose cuando ésta alcanza unos límites prefijados, e importando poco (mientras no se llegué a éste límite) las variaciones que la intensidad pueda observar.

Es decir, y simplificando; un relé térmico o magnético no disparará si no se sobrepasa su límite de intensidad prefijado, siendo a efectos del relé, indiferente si esta intensidad alimenta un receptor o bien se pierde en una fuga. Si la protección es por relé diferencial, se invierten los términos, no disparará por límite de intensidad (mientras no resulte peligroso para él mismo), sino que sólo actuará cuando se produzca un desequilibrio entre las corrientes que por él circulan, aunque estas corrientes sólo representen unos miliamperios.

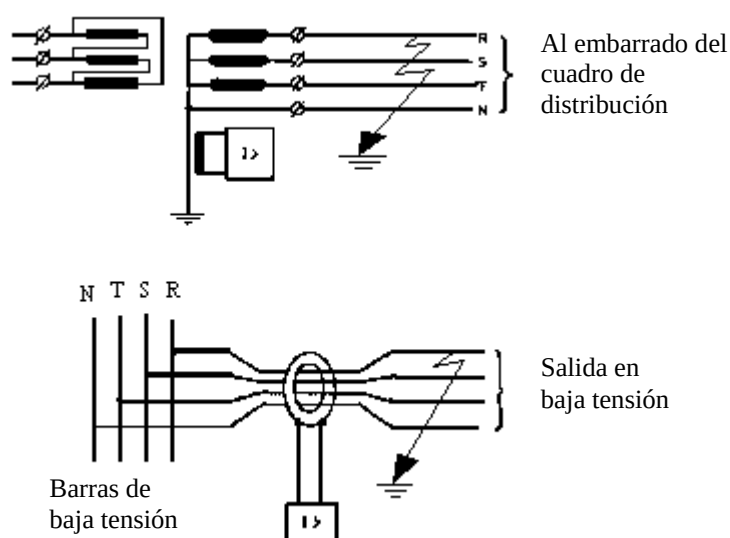


Fig. 6.9 Diversas formas de detección de contactos a tierra. a) Protección en la conexión del neutro del transformador
b) Protección en una salida del cuadro de distribución

Para la detección de cortocircuitos fase-neutro es posible incorporar, en la mayoría de interruptores de baja tensión, un elemento de desconexión magnetotérmico en el conductor neutro, con ajustes inferiores a los de los elementos de fase. Normalmente, los calibres de este elemento son del 50% al 60% de los elementos de fase.

El relé diferencial encuentra su mayor campo de aplicación en la protección personal contra contactos accidentales. Éste puede ser el caso cuando se toca la carcasa de un aparato con un defecto de aislamiento.

La protección diferencial debe ser lo más sensible y rápida posible; los calibres más utilizados son 10 mA, 30 mA y 300 mA. Obviamente, la corriente resultará del cociente entre la tensión en el punto de contacto y la resistencia que presente el individuo. Este último valor depende de múltiples factores, pero es evidente la bondad del elemento de protección.

En algunas aplicaciones es posible equipar el elemento diferencial en el propio interruptor magnetotérmico de protección, con lo que éste cumple con la doble finalidad de protección contra cortocircuitos y contra contactos y fallos de aislamiento a tierra. En otros casos, el relé diferencial debe montarse aparte de los otros dispositivos de protección, siempre *aguas arriba* respecto a los demás dispositivos.

El relé diferencial es también una protección eficaz contra los incendios, al detectar de forma rápida las fugas de intensidad, evitando de esta forma, la formación de calor por efecto Joule.

Eventualmente, y cuando la importancia de la instalación (generalmente industrial) lo requiera, se utilizan relés indirectos en las diferentes modalidades conocidas.

6.1.5 Cortacircuitos fusibles

Los fusibles son el sistema más antiguo de protección contra fallos eléctricos. Estos dispositivos han perdurado a través del tiempo gracias a unas innegables ventajas:

- Son de construcción rápida y sencilla.
- Tienen un bajo coste.
- Son muy rápidos (hasta 5 ms).
- Dispone de valores de ruptura muy altos (hasta 100 kA).

Presentan, no obstante, algún inconveniente:

- Cada defecto provoca la ruptura o destrucción del fusible, y por tanto, debe sustituirse el componente.
- Es difícil su calibración temporal, siendo prácticamente imposible obtener respuestas precisas con ellos.

Según la norma UNE un fusible es un aparato de conexión que tiene como misión el abrir el circuito en el que está instalado, por fusión de uno o varios elementos destinados y diseñados para este fin, cortando la corriente cuando excede de un determinado valor preestablecido.

Un fusible convencional consta de:

- Base portafusibles: parte fija provista de bornes destinados a ser conectados a la red y que comprende todos los elementos que aseguran su aislamiento.

- Cartucho fusible: comprende el elemento o elementos fusibles, que es necesario substituir por otro nuevo después del funcionamiento del cortocircuito y antes de que éste sea puesto de nuevo en servicio. Existen de varias tensiones e intensidades.

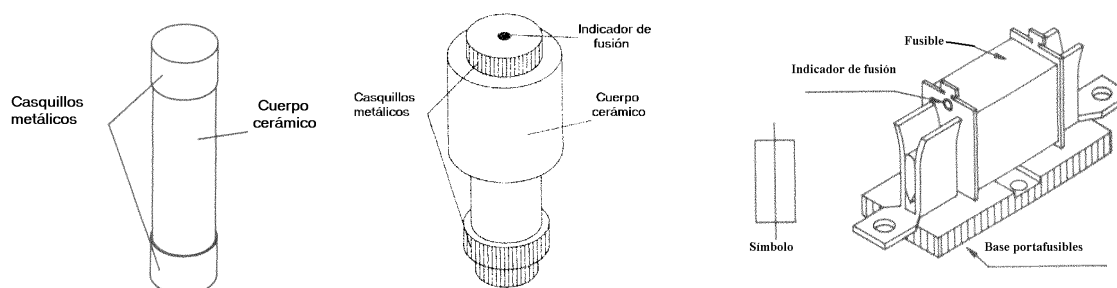


Fig. 6.10 Diversos modelos de fusibles contrtacircuitos a) Fusible cilíndrico b) Fusible tipo doméstico c) Fusible de cuchilla

El funcionamiento del fusible es sencillo; cuando una intensidad dentro de los valores nominales pasa por el filamento del fusible, el hilo del filamento evacuará el exceso de calor producido por el paso de intensidad sin problemas. Mas cuando la intensidad llegue a valores superiores a su valor nominal, no se podrá evacuar este calor, produciéndose la fusión del hilo del fusible (*tiempo de prearco*, que depende de la intensidad del circuito). En este punto el fenómeno es ya irreversible, pero la corriente no cesa de forma inmediata, sino que se prolonga durante un tiempo al que se denomina *tiempo de arco*, este tiempo es directamente proporcional a la tensión del circuito. El tiempo total es la suma de los dos anteriores, siendo el tiempo que tarda en desaparecer completamente la corriente.

Supóngase que un circuito se cierra sobre un defecto. En el instante de la conexión, la tensión tiene cierto valor dado sobre la alternancia. La corriente está relacionada con la tensión por el desfase. La corriente de cortocircuito puede establecerse en un punto tal de la alternancia de la tensión que, teniendo en cuenta el desfase:

- La intensidad pase por cero (simetría)
Si $\cos \varphi = 1$, este momento corresponde al de tensión nula.
- La intensidad pase por su valor máximo (asimetría total)
Si $\cos \varphi = 1$, este valor corresponde al valor máximo de tensión.
- La intensidad tenga un valor cualquiera sobre la alternancia (diversos grados de asimetría).
- El valor eficaz de la corriente de cortocircuito venga dado por las siguientes expresiones:

$$1 \text{ En régimen simétrico: } I_{cc} = \frac{I_p}{\sqrt{2}} \quad [5.1]$$

$$2 \text{ En régimen asimétrico total: } I_{cc} = \frac{I' p}{2 \cdot \sqrt{2}} \quad [5.2]$$

En realidad, en este último caso, el valor real $I' p$ es ligeramente inferior a I_p , por tanto:

$$I_{cc} = \frac{I' p}{2.5} \quad [5.3]$$

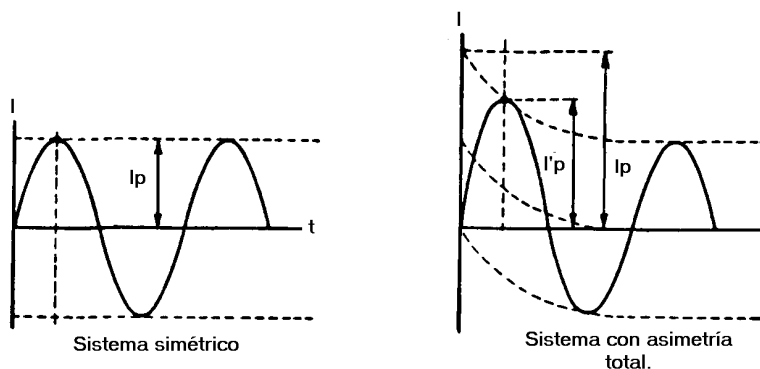


Fig. 6.11 Diversas variantes de cortocircuitos dependiendo de la simetría del sistema

Antes de que la corriente haya alcanzado el valor previsto de cortocircuito I_p , el fusible corta el circuito en un tiempo t . La corriente aumentará de valor durante un tiempo t_1 (tiempo de prearco). Al cabo del tiempo t_1 , el elemento fusible estará en estado de fusión; este fenómeno resulta irreversible, formándose en el interior del fusible un arco que se extinguirá en un tiempo t_2 (tiempo de arco que depende de la tensión), siendo el tiempo total de funcionamiento del fusible:

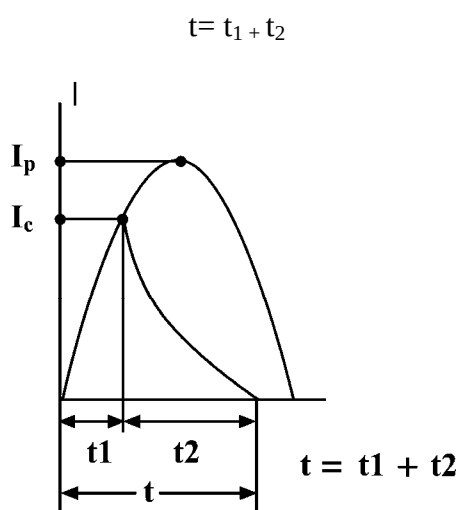


Fig. 6.12 Zona de funcionamiento de un fusible cortacircuitos

En el tiempo t , la intensidad no alcanza el valor de cresta I_p de la corriente de cortocircuito. El valor I_{cc} de la corriente cortada se denomina corriente de limitación.

La zona de funcionamiento de un fusible está pues delimitada por:

- 1 La curva mínima de prearco (tiempo t_1)
- 2 La curva máxima de funcionamiento total (tiempo $t = t_1 + t_2$)

Por debajo de esta zona está asegurada la no fusión del fusible; por encima de esta curva, la fusión es segura. Entre ambas queda una zona de incertidumbre. Como el tiempo de arco t_2 es esencialmente función de la tensión, se deduce que la zona de incertidumbre es tanto más ancha cuanto más elevada sea la tensión de servicio. Por lo general, se dan los valores para la tensión máxima de servicio.

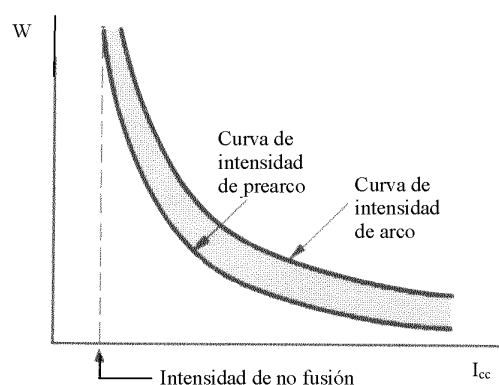


Fig. 6.13 Curva de esfuerzos térmicos de un fusible cortacircuitos en función de la corriente de cortocircuito

Los fusibles pueden ser rápidos o lentos. En los lentos se retrasa notablemente la desconexión recurriendo a artificios especiales (por ejemplo, insertando puntos gruesos de soldadura en el alambre fusible). Un fusible rápido, por ejemplo, desconecta bajo una corriente 5 veces la nominal, aproximadamente en 0,1s, mientras que un fusible lento no lo hace hasta que ha transcurrido 1s.

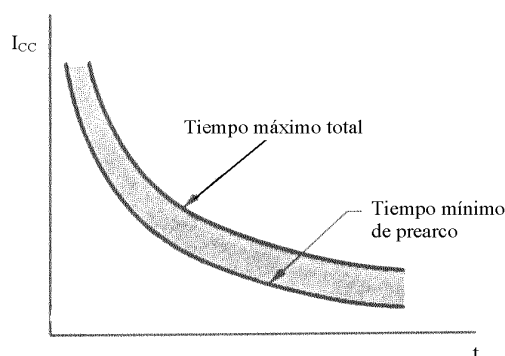


Fig. 6.14 Curva de los tiempos de disparo de un fusible en función de la intensidad

Por otra parte, también pueden clasificarse los fusibles en estos dos grupos:

- Fusible normal o de distribución: conviene para todos los circuitos que no presentan sobrecargas pasajeras importantes. Puede actuar como sistema de protección individual aunque no es aconsejable (fusibles tipo "g").

- Fusible de motor o de acompañamiento: conviene para asegurar la protección contra cortocircuitos en los circuitos que normalmente presentan sobreintensidades temporales importantes, cuando, por otra parte, estos circuitos ya están protegidos contra las sobrecargas por dispositivos apropiados. El caso más frecuente es el de los motores protegidos por relés térmicos (fusibles tipo "M").

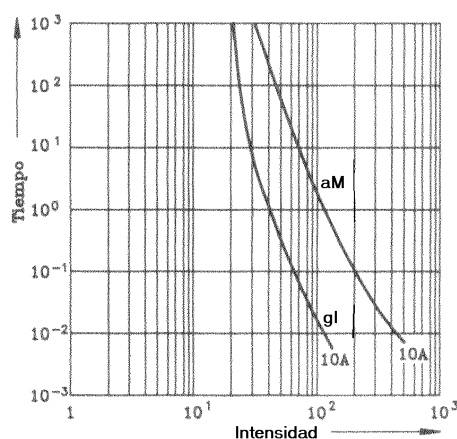


Fig. 6.15 Curvas de tiempo intensidad normalizadas para fusibles gL (de uso general) y gM (para la protección de motores)

6.2 Coordinación de sistemas de protección. Selectividad eléctrica

6.2.1 Introducción

No basta con disponer de las protecciones adecuadas, es interesante realizar con ellas una selectividad efectiva, de forma que se potencien los efectos protectores a ellas asignadas.

La necesaria coordinación de los sistemas de protección se basa, por una parte, en el conocimiento de las características y el comportamiento de los diferentes elementos de una red eléctrica, y por otra parte, en la adecuada elección de las protecciones y ajustes de las mismas.

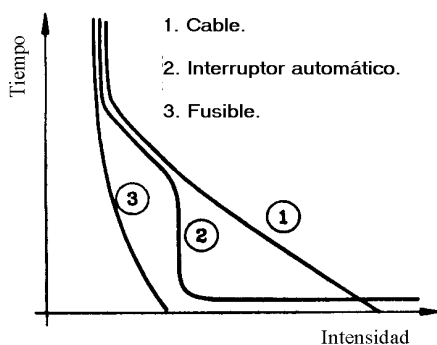


Fig. 6.16 Protección de conductores. Curvas características de los elementos de protección

En el conjunto de sistemas de protección conocidos, se pueden distinguir sin dificultad dos familias de protecciones en función de su cometido.

En una de las familias, se engloban todas aquellas protecciones denominadas de funcionamiento *cerrado* o de selectividad independiente (diferencial, cuba, etc.), cuya característica común, desde el punto de vista de la coordinación, está basada en su propio funcionamiento; por tanto, son independientes de las demás. Esta familia de protecciones, denominadas *principales*, no precisa de un análisis de coordinación propiamente dicho, sino de una comprobación de que sus características propias de funcionamiento sean las adecuadas para la unidad a proteger, aparte de su correcto funcionamiento.

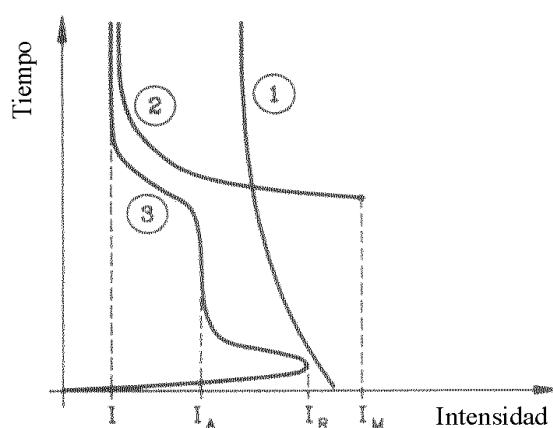


Fig. 6.17 Protección de motores según su curva característica (3) Protección por medio de fusibles (1) Protección por medio de relés térmicos (2)

La segunda familia engloba las denominadas protecciones *abiertas*, de reserva, o de segunda cobertura. La característica común que las distingue es su dependencia, y por tanto, la necesaria selectividad entre sí.

6.2.2 Criterios sobre la selectividad

Existe selectividad entre las protecciones de sobreintensidad de una instalación cuando, al producirse una falta o sobreintensidad, actúa únicamente el dispositivo previsto (el situado inmediatamente *aguas arriba* de la falta o aparato sobrecargado). Esto se consigue, cuando las características *tiempo-corriente* no se cortan, existiendo entre ellas una separación que garantice la no interferencia señalada.

La selectividad en la zona de las corrientes de cortocircuito no puede plantearse basándose en los tiempos de funcionamiento de los elementos magnéticos o fusibles, ya que a tales niveles de corriente, éstos son muy pequeños y se llegaría a conclusiones erróneas.

Para que exista selectividad en condiciones de cortocircuito, debe introducirse un retardo adicional de forma que, cuando se haya extinguido el arco, en el interruptor más cercano a la falta no se haya iniciado la desconexión (antes de iniciarse el tiempo mecánico). Para asegurar la selectividad, es necesario que exista un margen entre el t_a del interruptor *cercano*, y el t_a del interruptor *alejado*.

Con carácter general, y con independencia del nivel de tensión que se considere, la selectividad entre dos niveles de protección debe fijarse con un margen de tiempo situado entre 0.3 s a 0.5 s. Esta conclusión es aplicable a cualquier tipo de protección.

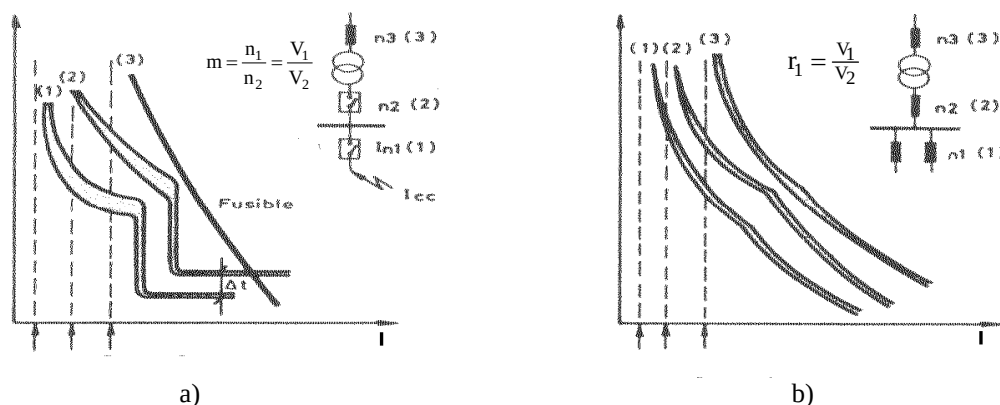


Fig. 6.18 Curvas de selectividad a) Selectividad entre interruptores automáticos en baja tensión y fusibles en media tensión b) Selectividad entre fusibles en baja tensión y fusibles en media tensión

Para los fusibles la situación es parecida, con la diferencia de que el tiempo de prearco corresponde al tiempo necesario para llevar el elemento fusible a la fusión y vaporización, sucesivamente.

También en este caso debe preverse un margen, para evitar que el fusible lejano quede afectado en sus características, aunque no funda, durante el cortocircuito. Es decir, el tiempo total del primer fusible (tiempo de prearco más el tiempo de arco) deberá ser menor (por lo menos) que el tiempo de prearco del segundo fusible, así se evitará que el segundo fusible quede afectado por el funcionamiento del primero.

Pero no sólo debe tenerse presente los tiempos de disparo, a la hora de realizar una correcta selectividad, sino que además es necesario, para que dos o más fusibles sean selectivos, que sus intensidades nominales sean distintas. Concretamente, la relación I_2 / I_1 que asegura la selectividad varía según el tipo, fabricante y condiciones de empleo de los fusibles (tensión, forma de instalación, etc.).

En general puede afirmarse que cuando esta relación sea igual o superior a 2, existirá siempre selectividad. Con fusibles de tipo cilíndrico y de cuchillas, dicha relación podrá ser 1.6 a 1.8, según las marcas. Para los fusibles del tipo doméstico ($U_n 380 \leq V$) esta relación podrá descender hasta valores de 1.3 a 1.4.

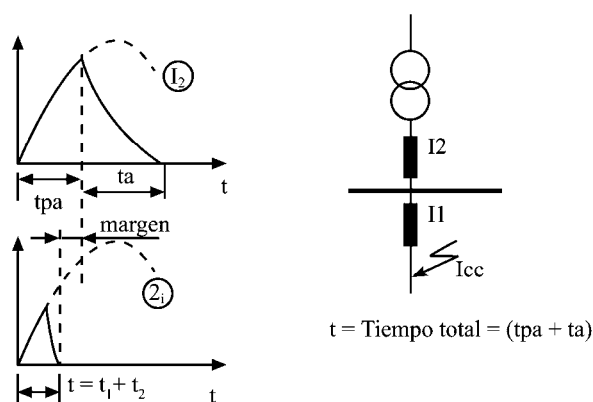


Fig. 6.19 Selectividad entre cortacircuitos fusibles

6.2.3 Consideraciones sobre los valores límite de ajuste

Al plantear los criterios y la metodología para establecer los valores de ajuste de las protecciones que debe guardar una determinada selectividad, conviene tener una respuesta adecuada a la siguiente pregunta ¿Cuáles deben ser los límites para que las magnitudes de ajuste de las protecciones de sobreintensidad o similares sean las adecuadas?

La respuesta a esta pregunta requiere que se comprueben los valores que definitivamente se asignen a los ajustes, bajo tres niveles distintos:

- Valores mínimos
- Valores de carga
- Valores máximos

Los valores mínimos de ajuste son aquellos que sin presencia de falta podrían provocar la operación de protección. Tal sería el caso de una protección diferencial cuya intensidad de arranque fuera inferior a la intensidad capacitiva de la unidad protegida o, a la correspondiente a los errores de T/I en condiciones de cortocircuito. En definitiva, el valor mínimo de ajuste deberá estar por encima de estos límites.

Los valores de carga corresponderán a las magnitudes resultantes en funcionamiento normal de las unidades protegidas. En este caso, deberán tenerse en cuenta los márgenes admisibles de sobrecarga para establecer, en consecuencia, los valores de ajuste a partir de este último nivel.

Los valores máximos de ajuste serán aquellas magnitudes que, salvo excepciones aceptadas, no excederán del límite térmico de la unidad protegida, y aun solamente por unos instantes.

Este límite máximo de ajuste no debe establecerse solamente para la protección primaria de la unidad protegida, sino que debe extenderse, si es posible, a la protección situada *aguas arriba* que ejerce la función de reserva.

Las normas establecen que los transformadores deben soportar 10 veces la I_n , durante 3 s y 25 veces la I_n , durante 1 s, respectivamente.

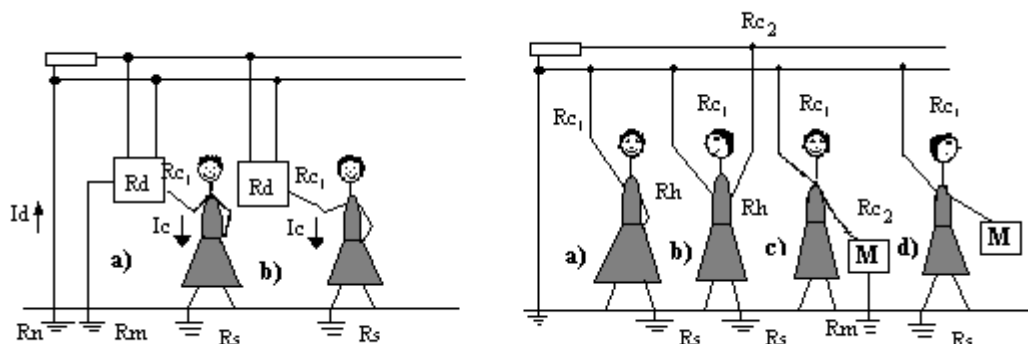
En conclusión, debe insistirse en la necesidad de superponer a las curvas de ajuste de las protecciones de sobreintensidad de fase, las correspondientes de $I^2t = cte$, de la unidad protegida, para comprobar la bondad de los ajustes.

6.3 Tipos de contactos eléctricos

Recordemos brevemente los tipos de contactos accidentales que pueden producirse en las instalaciones eléctricas, es decir, el contacto directo y el contacto indirecto.

- El contacto directo: surge cuando se produce un contacto con una parte activa de la instalación, es decir, con una parte normalmente bajo tensión.
- El contacto indirecto: surge cuando se entra en contacto con ciertas partes que habitualmente no están diseñadas para el paso de la corriente eléctrica, pero que pueden quedar en tensión por algún defecto (las masas).

En el siguiente esquema se indican posibles disposiciones de contactos eléctricos directos e indirectos.



I. CONTACTOS INDIRECTOS

- Máquina en la que aparece una tensión de defecto.
- Máquina en la que aparece una tensión de defecto provocada por un fallo de aislamiento franco (permite el paso de toda la corriente)

II. CONTACTOS DIRECTOS

- Contacto fase-tierra.
- Contacto fase-neutro.
- Contacto fase-máquina con PT.
- Contacto fase-máquina sin PT.

Fig. 6.20 Diversos contactos eléctricos indirectos y directos

En el circuito eléctrico de la figura, cada parámetro indica:

- R_n = resistencia de puesta a tierra del neutro
- R_t = resistencia de puesta a tierra de las masas
- R_{c1} = resistencia de contacto
- R_{c2} = resistencia eléctrica del calzado
- R_h = resistencia eléctrica del cuerpo humano
- R_s = resistencia eléctrica del suelo (sí $R_s > 50000 \Omega$ el suelo se considera aislante)
- I_c = corriente que circula por el cuerpo humano
- I_d = corriente total del circuito de defecto
- R_d = resistencia de defecto
- U_e = tensión de la red
- U_d = tensión de defecto
- U_c = tensión de contacto
- U = tensión de servicio

ESQUEMA TIPO DE UN CIRCUITO DE DEFECTO

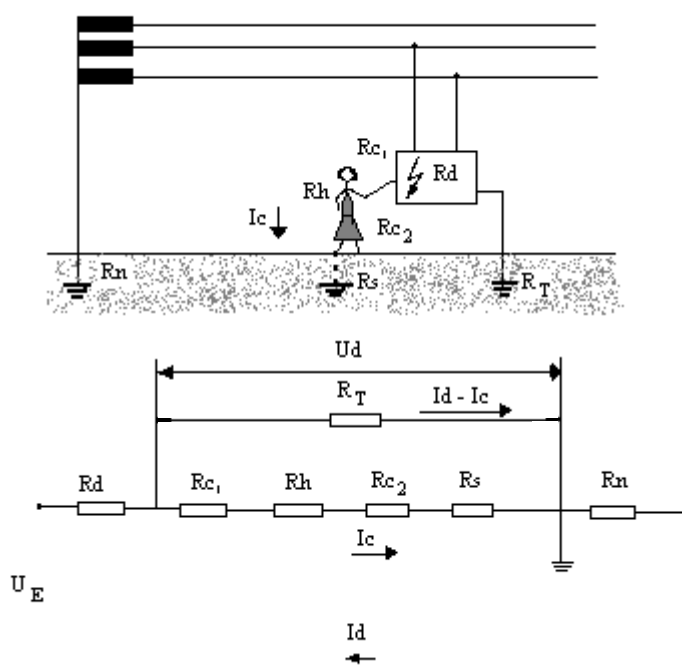


Fig. 6.21 Ejemplo de un circuito formado por un defecto masa-tierra, con la correspondiente expresión de la intensidad para el caso mostrado

En la anterior figura, podemos observar el esquema típico de una red eléctrica en estrella con el neutro conectado a tierra y las masas conectadas también a tierra (sistema TT). Si en un sistema como el descrito se produce un fallo de aislamiento en el aparato receptor, la corriente fluirá a través de accidentado, cerrándose el circuito por el punto neutro de la estrella del secundario del transformador. Dependiendo del circuito resultante, será más o menos peligroso el tipo de contacto que se produzca. No debe olvidarse de comprobar la intensidad que pasará a través del elemento de protección, aparte de comprobar, por supuesto, la corriente y la tensión a las que estará sometido el accidentado.

La fórmula al pie de la figura nos permite obtener la intensidad que circulará por el accidentado en las condiciones indicadas. Nótese que cualquier variación en el tipo de accidente, en el tipo de suministro (en este caso tipo TT) o en el lugar de contacto variaría el circuito resultante; esta variación provocará un cambio en la expresión de la fórmula dada, invalidando los resultados obtenidos con la misma.

6.4 Técnicas de seguridad contra contactos eléctricos

6.4.1 Introducción

Las técnicas de seguridad contra contactos eléctricos pueden establecerse de forma conjunta para los contactos directos e indirectos, o bien, de forma independiente.

No obstante, la protección contra los contactos eléctricos debe quedar garantizada por el propio material eléctrico, por la aplicación de las medidas de protección o por la combinación de ambos sistemas.

Una primera división de estas medidas pasan por controlar el riesgo, y éstas pueden ser de dos tipos: informativas y de protección.

6.4.2 Técnicas de seguridad informativas

Reciben el nombre de medidas informativas aquellas que de algún modo previenen la existencia del riesgo. Con este tipo de medidas lo que se intenta es evitar que las situaciones de riesgo lleguen a producirse. Si no existe situación de riesgo, no existirá accidente. Estas medidas pueden resumirse como:

- Normativas: establecer normas operativas que impliquen tomar unas precauciones delante de cualquier sistema eléctrico encaminadas a evitar el peligro.
- Instructivas: formación de los operarios que trabajan con riesgos eléctricos. Una buena formación nos dará un conocimiento adecuado de la electricidad, y conociéndola mejor, la podremos respetar y evitar con más seguridad.
- De señalización: colocar señales de prohibición, precaución o información. Estas medidas pasan por prohibir el acceso a determinadas zonas a personal no autorizado, evitándose así el riesgo que por negligencia o desconocimiento puedan entrar en contacto con partes activas en tensión. En otros casos (precaución e información), estas medidas son muy útiles, ya que nos señalizan los puntos o espacios donde existe fluido eléctrico y por tanto peligro.
- De identificación y detección: identificación y detección en las instalaciones eléctricas. Estas medidas simplemente nos informan de donde se encuentran las canalizaciones, máquinas o elementos eléctricos, zonas que deberemos evitar y respetar.

6.4.3 Técnicas de seguridad de protección

Al contrario de las anteriores, a las que complementan, estas medidas pasan por la protección del operario, llegado el caso de contacto eléctrico, tanto si es por fallo de las medidas anteriores o por otros conceptos que pudieran producirse.

Se pueden clasificar en individuales y de la instalación.

6.4.3.1 Medidas de protección individuales

Para la aplicación de estas medidas es necesario realizar una clasificación de los sistemas.

- Sistemas eléctricos: aquí el peligro lo supone el entrar en contacto con elementos puestos bajo tensión y, por tanto, será necesario aislarnos de los mismos. Entre otras medidas se incluyen los equipos de protección individual (EPI): guantes aislantes, cascos, ropa o zapatos aislantes, tarimas y alfombras aislantes, pértigas de maniobra y salvamento, etc.
- Por el contrario, en ambientes donde exista peligro de acumulaciones de cargas estáticas, las medidas de protección pasarán por la continuidad eléctrica, para evitar estas acumulaciones. Entre otras, podemos hallar las siguientes medidas protectoras:
 - Conexión de las partes metálicas a tierra
 - Empleo de *sprays* antiestáticos
 - Empleo de humidificadores (60% de humedad como mínimo)
 - Empleo de neutralizadores de partículas (ionización del aire)
 - Uso de ropa conductora (algodón), guantes conductores, zapatos y suelos conductores, etc.

Nótese la diferencia entre las medidas empleadas para la protección de la corriente eléctrica (prendas aislantes), y las de protección contra la electricidad estática (uso de prendas conductoras que evitan la acumulación de cargas, permitiendo a éstas fluir constantemente hacia tierra).

6.4.3.2 Medidas de protección de las instalaciones

Estas medidas se dividen en los dos grandes grupos de contactos: directos e indirectos, pudiéndose aplicar de forma conjunta, o bien, de forma independiente

6.4.3.2.1 Protección contra contactos directos

Salvo raras excepciones, la protección contra contactos directos con partes activas normalmente en tensión es siempre obligatoria, pasando por tres grandes apartados:

- 1 Protección completa: protección por aislamiento y protección por el uso de barreras o recubrimientos.
- 2 Protección parcial: protección por la colocación de obstáculos o por alejamiento de las partes activas.
- 3 Protección adicional: protección por uso de interruptores diferenciales de alta sensibilidad.

La protección completa se aplica en todos los casos, mientras que la aplicación de la protección parcial nos la indicará la normativa que así lo prevea (zonas industriales, fábricas, talleres, etc).

La protección adicional debe considerarse solamente como complemento de alguna de las protecciones anteriores, no permitiéndose su uso de forma individual o independiente. Esta protección se realizará por medio de interruptores diferenciales de alta o muy alta sensibilidad.

• Protección completa

- Por aislamiento: un ejemplo muy claro de este tipo de protección lo constituye el aislamiento que recubre los cables eléctricos. En este aislamiento se indica el nivel de tensión que el cable es capaz de soportar sin variar sus características físicas (en baja tensión, por ejemplo, para los cables de acometidas o líneas repartidoras, el nivel de aislamiento debe ascender a 1000 V, para las derivaciones individuales será de 750 V y para los cables interiores de 440 V, si estos son flexibles).
- Recubrimientos de partes activas de las instalaciones: se llevará a cabo con aislamientos apropiados capaces de conservar sus propiedades con el paso del tiempo, limitándose la corriente de contacto a un valor no superior a 1 mA. No se consideran aislamientos ni las pinturas, ni los barnices, ni las lacas, etc que no estén debidamente homologados.

• Protección parcial

- Interposición de obstáculos: en este caso lo importante es que estas barreras impidan todo contacto accidental con las partes activas de la instalación, fijándose éstas de forma segura para resistir los esfuerzos mecánicos que puedan surgir de su función. Los obstáculos pueden ser: tabiques, rejillas, pantallas, puertas, etc.
- Alejamiento de las partes activas de la instalación: consiste en mantener a las personas protegidas a una distancia tal que sea imposible un contacto fortuito. Estas distancias están reflejadas en la siguiente figura, considerándose como zona potencialmente peligrosa, la comprendida dentro de un cubo de 2,5 m de alto por 1 m alrededor del sujeto. Estas distancias de seguridad están dadas para instalaciones en baja tensión, para tensiones mayores se aplicarán otros criterios, como se detallará más adelante.

ZONAS ALCANZABLES CON LA MANO, SEGÚN MI BT 021

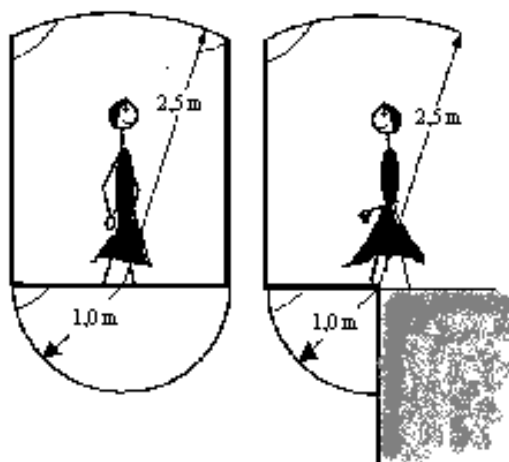


Fig. 6.22 Distancias de seguridad para impedir un contacto directo accidental con las manos

Para instalaciones de alta tensión, en proximidad de edificaciones, se aplicará la siguiente fórmula en metros, con un valor mínimo de 5 m (la tensión esta dada en kV).

$$D = 3.3 + \frac{U}{100} \quad [5.4]$$

- **Protección adicional**

- Esta protección pasa por el uso de los interruptores diferenciales, siendo uno de los sistemas más característicos y comunes de protección en la actualidad. Este sistema ha sido explicado al principio del capítulo, remitiéndonos al mismo para una mayor comprensión.

6.4.3.2.2 Protección de los contactos indirectos

Para una correcta elección de las medidas de protección contra contactos indirectos, han de conocerse previamente una serie de datos, entre ellos destacamos:

- El grado de importancia de la instalación eléctrica
- Las masas y los elementos conductores existentes en las zonas a electrificar
- La naturaleza de los locales o emplazamientos

En el caso de locales con tensiones reducidas (50 V en locales secos; 24 V en locales húmedos; y 12 V en locales sumergidos), estas tensiones nunca darán lugar a intensidades superiores a 10 mA, no resultando por tanto peligrosas. No es necesario, en estos casos, más sistemas de seguridad que el descrito.

Si las tensiones son superiores a 25 V, pero inferiores a 250 V, es completamente necesario establecer medidas de protección tanto para las instalaciones al aire libre como para todos los locales donde sea posible un contacto eléctrico involuntario.

En instalaciones con voltajes superiores a 250 V respecto a tierra, es necesario disponer de algún sistema de protección del tipo "A" o "B".

6.4.3.2.2.1 Medidas de protección de clase "A"

Con las medidas de protección de clase A se suprime el riesgo haciendo que los contactos no resulten peligrosos o impidiendo contactos simultáneos entre las masas y los elementos conductores:

- **Utilización de pequeñas tensiones de seguridad**

Las tensiones de seguridad, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, son:

- 50 V: para lugares secos
- 24 V: para lugares húmedos
- 12 V: para lugares mojados

Con estas tensiones, y con unas características dadas por las normas CEI (persona de 50 kg de peso, con una frecuencia de suministro de 50 Hz, y contacto mano-mano, o mano-pie), las intensidades estarán limitadas a 10 mA, no resultando peligrosas para las personas.

Asimismo, se evitará que el circuito de utilización pueda entrar en contacto con otros circuitos de mayor tensión y tampoco podrá estar (este circuito) conectado a tierra, para evitar sobretensiones peligrosas fortuitas.

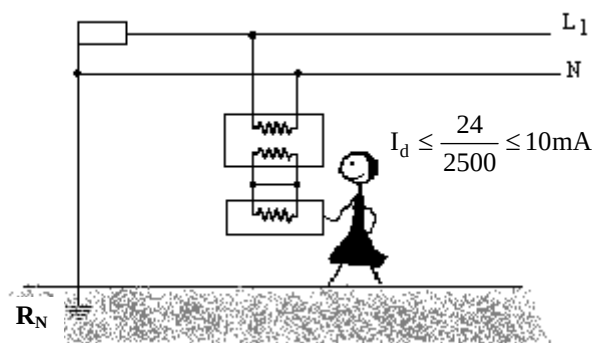


Fig. 6.23 Con la utilización de pequeñas tensiones de seguridad se limitan las corrientes a valores no peligrosos ($I < 10\text{mA}$)

El inconveniente de este sistema es que si deseamos potencias razonables, como la tensión es tan pequeña, son necesarias corrientes muy grandes, lo que repercute en la utilización de conductores de gran sección. Es importante recordar que, por nuestro cuerpo sólo pararían estos 10 mA (debida a nuestra resistencia), pero esto no quiere decir que las intensidades por las líneas (con resistencias menores que las del cuerpo humano) sean grandes, debidas precisamente a las pequeñas tensiones de que utilizamos.

Los usos más frecuentes de esta medida de protección coinciden con la imposibilidad del empleo de otros métodos. Así, herramientas eléctricas, juguetes eléctricos, lámparas portátiles, etc, son ejemplos de su empleo.

- **Inaccesibilidad de partes activas y elementos conductores de forma simultánea**

Consiste esta medida en intercalar obstáculos entre las partes activas y las masas en los emplazamientos a electrificar. Esta medida pasa por un correcto diseño de las canalizaciones, máquinas y otros elementos, de forma que no puedan entrar en contacto de forma involuntaria o accidental con las masas de los elementos metálicos.

Por tanto, para aplicar correctamente esta medida es necesario diseñar los elementos conductores que se van a manipular en el emplazamiento de la instalación. Para conseguir la inaccesibilidad, hay que intercalar obstáculos aislantes entre los conductores y las masas.

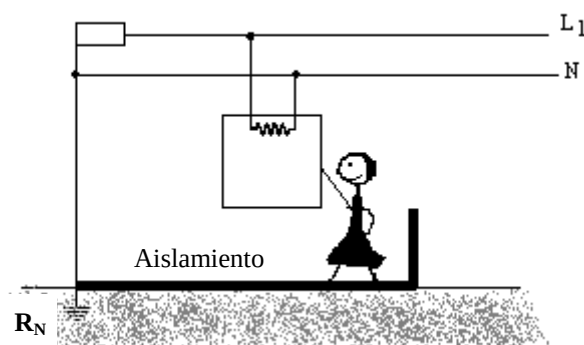


Fig. 6.24 Protección por la incorporación de obstáculos y aislamientos entre las partes activas y las masas de los emplazamientos a electrificar

- **Conexiones equipotenciales**

El método consiste en interconectar todas las masas metálicas de la instalación mediante el uso de conductores de protección, de forma que resulte imposible la aparición de diferencias de potenciales grandes entre ellas. En muchas ocasiones estas uniones equipotenciales están unidas directamente a tierra (punto de potencial nulo); en tal caso, la tensión que puede aparecer en las masas metálicas resulta prácticamente nula.

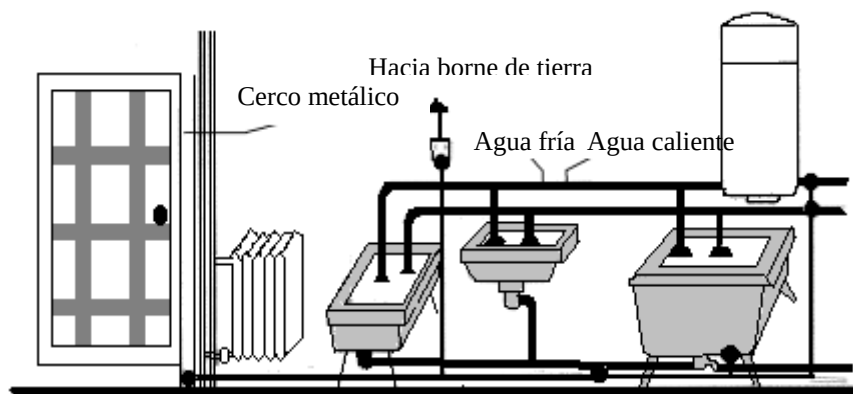


Fig. 6.25 Conexión equipotencial de las masas metálicas de la instalación mediante conductores de protección

Esta medida se recomienda para locales o emplazamientos húmedos, asociándose frecuentemente con medidas de protección del tipo "B".

- **Recubrimiento de las masas con aislamiento de protección**

Si las masas metálicas son las partes que en un contacto accidental pueden entrar en tensión, es recomendable aislarlas mediante un recubrimiento especial que impida que ellas lleguen a presentar tensión en caso de fallo del circuito.

No se consideran aislantes ni los barnices, pinturas, lacas, ni los recubrimientos no homologados según nos determinan las normas UNE.

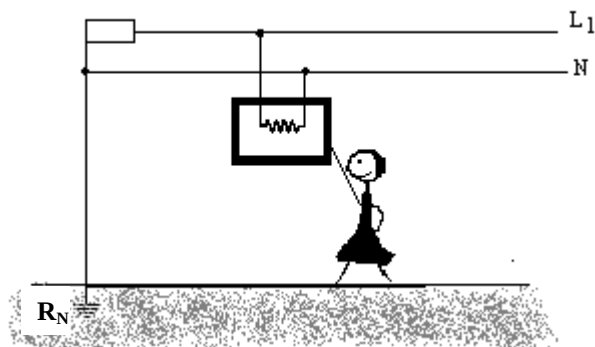


Fig. 6.26 Protección mediante el empleo de recubrimientos especiales de las masas metálicas susceptibles de quedar bajo tensión en un defecto eléctrico

- **Separación de circuitos**

Con esta medida de protección se elimina el peligro en sí mismo, ya que consigue que, en caso de un contacto accidental eléctrico, éste no sea peligroso.

El método consiste en separar, por medio de transformadores, el circuito de utilización de las fuentes generadoras de energía, manteniendo aislados de tierra todos los conductores del circuito de utilización, incluido el neutro.

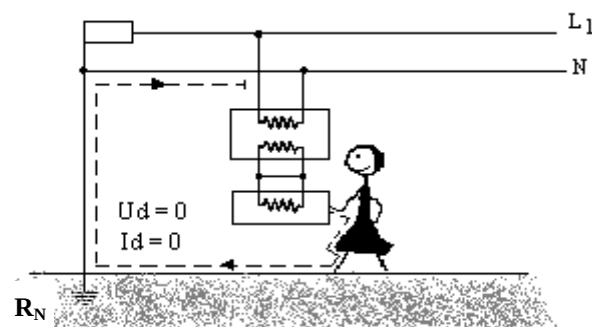


Fig. 6.27 Protección por separación galvánica de circuitos eléctricos

Si no existe ningún punto del circuito de utilización puesto a tierra, en caso de producirse un contacto accidental con una parte activa, el circuito no puede cerrarse a través de tierra, no pasando intensidad por el mismo y no produciendo ningún daño al posible accidentado.

Este sistema se emplea en condiciones de trabajo donde el contacto con masas metálicas es frecuente y bueno, como pueden ser trabajos de calderería, construcción naval, estructuras metálicas, etc.

- **Doble aislamiento**

Consiste esta medida en emplear aisladores reforzados para cubrir las masas metálicas susceptibles, en caso de un fallo eléctrico, de quedar en tensión. El nombre de doble aislamiento deriva de que además del aislamiento convencional, común a todos los aparatos eléctricos, debe existir un segundo aislamiento que evite, en caso de fallo del primero, el contacto accidental a la masa en tensión. Es decir, el contacto sólo será posible si, habiendo fallado el primer aislamiento, lo hace también el segundo, caso altamente improbable.

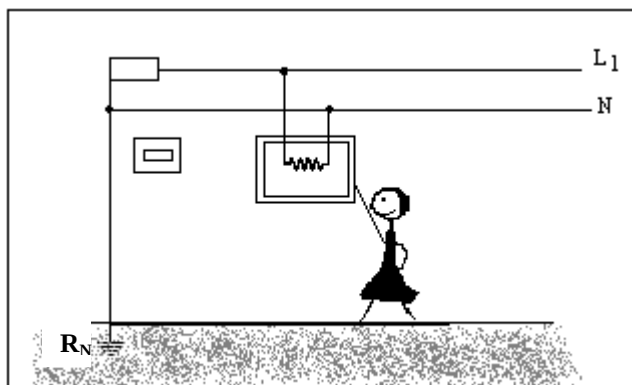


Fig. 6.28 Protección por el empleo de doble aislamiento

Las aplicaciones más frecuentes de esta protección pasan por: aparatos portátiles de alumbrado, herramientas manuales, pequeños electrodomésticos, maquinas de oficina, etc.

6.4.3.2.2 Medidas de protección de clase "B"

Mediante estas medidas de protección se efectúa la puesta a tierra directa o a neutro de las masas, combinándola con un dispositivo de corte automático que permita la desconexión de la instalación eléctrica defectuosa.

Las medidas de protección de clase "B" se dividen en:

- 1 Puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto
- 2 Puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por tensión de defecto
- 3 Puesta a neutro de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto

- **Puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto**

Esta medida de protección se basa en la puesta a tierra de las masas, asociada con un dispositivo de corte automático sensible a la intensidad de defecto y que realice la desconexión de la instalación defectuosa.

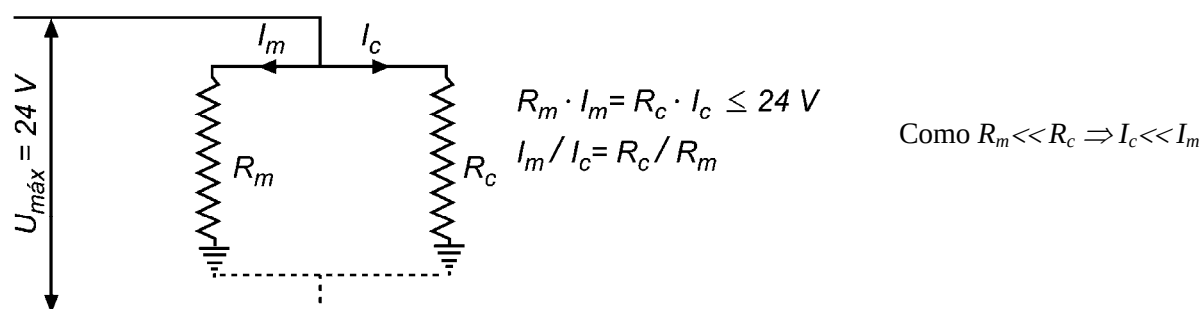


Fig. 6.29 Puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto

Por tanto se realizará la unión mediante elementos conductores, sin fusible ni protección alguna, entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo, a fin de permitir el paso a tierra de las corrientes eléctricas que puedan aparecer por defecto en los citados elementos.

El empleo de dispositivos de corte por intensidad de defecto (interruptor diferencial) complementará este sistema, convirtiéndose el conjunto en uno de los sistemas de protección más habituales en la actualidad, tanto por su eficacia como por sus características de muy alta protección y lucha contra el fuego.

Este sistema interrumpe el paso de la corriente cuando aparece en el circuito una intensidad de defecto a tierra, cerrándose el circuito directamente por tierra. Para comprobar su funcionamiento, el diferencial dispone de un pulsador de prueba como se indica en la figura 5.30.

- **Puesta a neutro de las masas y dispositivos de corte por tensión de defecto**

Este sistema de protección consiste en el corte automático de la instalación en un tiempo lo más corto posible, a partir del momento en que aparezca una tensión peligrosa entre la masa y un punto de tierra que está a potencial cero. Este sistema comprende un interruptor de protección con bobina de tensión, un dispositivo de control del sistema de protección y una toma de tierra auxiliar para el interruptor.

La aplicación de este sistema de protección no exige que las masas de una instalación deban estar unidas eléctricamente a tierra, ni que, por el contrario, deban estar aisladas de la misma, pero sí requiere, por ejemplo, que se cumplan las siguientes:

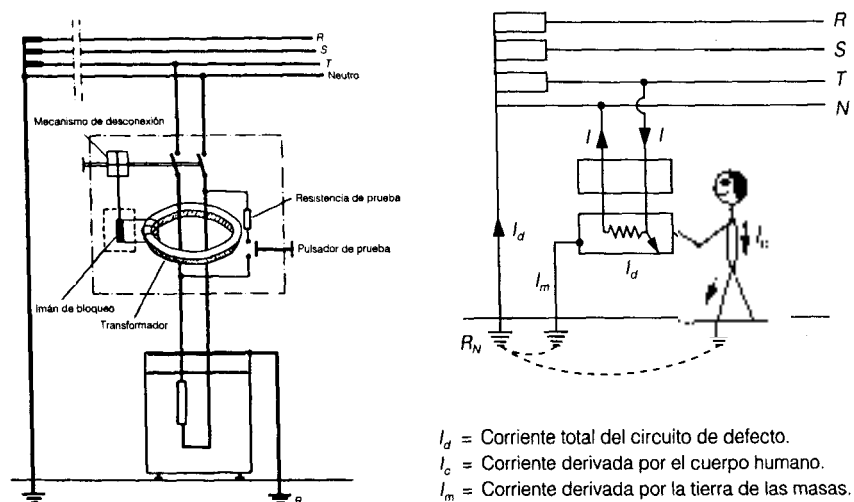


Fig. 6.30 Protección por el empleo de interruptores diferenciales

- El interruptor debe eliminar el defecto en un tiempo no superior a 5 s.
- La bobina del interruptor de protección se conectará entre la masa del aparato a proteger y una tierra auxiliar, con objeto de controlar la tensión que pueda aparecer entre ambas.
- El conductor de protección será un conductor aislado.
- La toma de tierra auxiliar será eléctricamente distinta de cualquier otra toma de tierra.

Para la aplicación de este sistema de protección, se exige el ensayo satisfactorio de su funcionamiento antes de la puesta en servicio de la instalación.

- **Puesta a neutro de las masas con dispositivo de corte por intensidad de defecto**

Este sistema de protección consiste en unir todas las masas de la instalación eléctrica que se deben proteger al conductor neutro, de tal forma que los defectos francos del aislamiento del dispositivo de

corte se transforman en cortocircuitos entre fase y neutro, provocando el accionamiento del dispositivo de corte automático y en consecuencia la desconexión de la instalación defectuosa.

Para la aplicación de este método se requiere que se cumplan con las siguientes condiciones (se detallan sólo las más importantes, para mayor detalle consultar el REBT):

- Los dispositivos de corte utilizados serán interruptores automáticos o cortacircuitos fusibles.
- Los dispositivos de protección deberán actuar en un tiempo máximo de 5 s.
- Todas las masas de la instalación deben estar unidas al conductor neutro a través de un conductor de protección.
- El conductor neutro estará alojado junto a los conductores activos en una misma canalización.

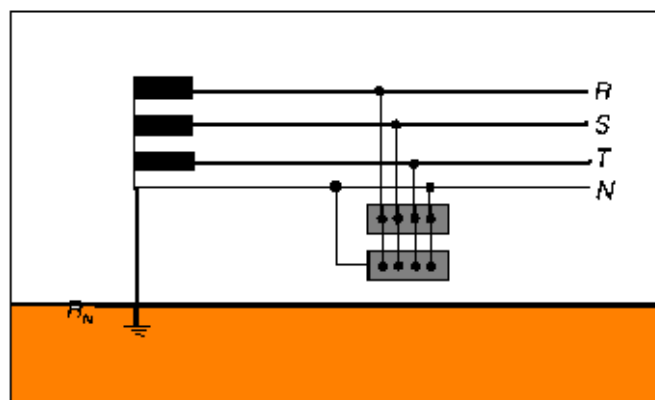


Fig. 6.31 Puesta a neutro de las masas con dispositivos de corte por intensidad de defecto

Se recomienda asociar el sistema de protección por puesta a neutro de las masas con el empleo de interruptores diferenciales de alta sensibilidad, estableciendo la conexión del conductor neutro con el de protección detrás del interruptor diferencial.

La aplicación de la medida de protección por puesta a neutro de las instalaciones alimentadas por una red de distribución pública estará subordinada a la autorización de la empresa distribuidora de la energía eléctrica, ya que la eficacia de esta medida de protección depende esencialmente de las condiciones de funcionamiento de la red de alimentación.

• Cuadro final resumen de los símbolos de diversas protecciones

En el siguiente cuadro se detallan los símbolos más importantes utilizados para la identificación de los tipos de protección empleados. La tabla es de doble entrada: dependiendo del ambiente de utilización, así como del empleo al que se destina la máquina o componente eléctrico.

No están todos los símbolos representados, pero sí los más importantes. Nótese que los ambientes (seco, húmedo o mojado) influyen decisivamente en la elección del sistema de protección a emplear y en la importancia de los mismos.

Equipo Lugar	Fijos	Móviles	Portátiles	Alumbrado portátil
SECOS ($U_s \leq 50$ V)				
HUMEDOS ($U_s \leq 24$ V)				
MOJADOS ($U_s \leq 24$ V)				

TS Tensión de seguridad
 Dispositivo diferencial
 Doble aislamiento
 Transformador de separación de circuitos

Fig. 6.32 Simbología empleada en los sistemas de protección eléctricos

6.4.4 Tablas resumen de las medidas de protección contra contactos eléctricos

Como conclusión de las medidas de protección más empleadas se detallan seguidamente tres tablas, la primera con las medidas de protección contra contactos directos. La segunda y tercera hacen referencia a la protección contra contactos indirectos, concretamente medidas de protección de la clase "A" y medidas de protección de la clase "B", respectivamente.

En todas las tablas se ha intentado sintetizar las características más importantes que definen cada sistema de protección, sus condiciones de funcionamiento, sus aplicaciones, así como las normas que deben cumplir para su correcta aplicación.

6.4.4.1 Protección de los contactos directos

Salvo raras excepciones, la protección contra contactos directos con partes activas normalmente en tensión es siempre obligatoria. Esta protección pasa por tres grandes apartados: la protección completa, la protección parcial y la protección adicional. En la siguiente tabla se indican las características principales de cada una de estas protecciones, las observaciones que deberemos cumplir para su correcta aplicación y bajo qué circunstancias es posible su funcionamiento.

6.4.4.2 Protección de los contactos indirectos

Para una correcta elección de las medidas de protección contra contactos indirectos, han de tenerse en cuenta, entre otros datos:

- La naturaleza de los locales o emplazamientos
- Las masas y los elementos conductores
- La importancia y la extensión de las instalaciones

Estos aspectos obligan a adoptar la medida más idónea para cada caso, recordándose una segunda división: las instalaciones con tensiones inferiores o superiores a los 250 V, en ambos casos con respecto a tierra.

6.4.4.2.1 Medidas de protección de clase "A"

Con las medidas de protección de clase "A" se suprime el riesgo, haciendo que los contactos no resulten peligrosos o impidiendo contactos simultáneos entre las masas y los elementos conductores.

La siguiente tabla nos resume las características principales de cada una de estas protecciones. En ella se detallan las observaciones que deberemos cumplir para su correcta aplicación, sus ventajas e inconvenientes, sus condiciones de funcionamiento, y finalmente, sus aplicaciones específicas.

6.4.4.2.2 Medidas de protección de clase "B"

Mediante estas medidas de protección se efectúa la puesta a tierra directa o a neutro de las masas, combinándola con un dispositivo de corte automático (de tensión o corriente).

Tabla 6.1 Medidas de protección contra contactos directos

Medidas	Observaciones	Características	Condiciones	Aplicaciones
Protección completa	Protección por aislamientos y protección por el uso de barreras o recubrimientos	Por aislamiento	Un ejemplo muy claro de este tipo de protección es el aislamiento que recubre los cables eléctricos. En este aislamiento se indica el nivel de tensión que el cable es capaz de soportar sin variar sus características físicas. Por ejemplo en BT, para acometidas y líneas repartidoras el nivel de aislamiento asciende a 1000V (MIBT-004 ó MIBT-007), mientras que en la derivación individual e instalaciones interiores es de 750V (MIBT-017).	Se aplica en todos los casos.
		Recubrimiento de partes activas de las instalaciones	Se lleva a cabo con aislamientos apropiados capaces de conservar sus propiedades con el paso del tiempo, limitando la corriente de contacto a valores no superiores a 1mA. No se consideran aislamientos ni las pinturas, ni los barnices, ni las lacas, etc.	
Protección parcial	Protección por la colocación de obstáculos o por alejamiento de las partes activas	Interposición de obstáculos	Colocación de barreras que impidan todo contacto accidental con las partes activas de la instalación, fijándose de forma segura para resistir los esfuerzos mecánicos que pudieran surgir de su función. Los obstáculos pueden ser: tabiques, rejas, pantallas, cajas, etc.	Se aplica en aquellas ocasiones en los que las normas así lo determinen. (Talleres, fábricas, almacenes, etc.)
		Recubrimiento de las partes activas de las instalaciones	Consiste en mantener a las personas a una distancia tal que sea imposible un contacto fortuito. Se considera zona alcanzable con la mano la que encierra una distancia de 2.5 m hacia arriba, 1m lateralmente y hacia abajo, respecto a la persona referencia. Para instalaciones en AT, en proximidad de edificaciones, se aplicará la siguiente fórmula en (m), con un valor mínimo de 5 m. $D = 3.3 + \frac{U}{100}$	
Protección adicional	Protección por el uso de interruptores diferenciales de alta sensibilidad	Uso de interruptores diferenciales de alta sensibilidad	El uso de interruptores diferenciales, permite una protección eficaz contra contactos directos e indirectos, aparte es una excelente protección contra las fugas a tierra, evitándose así posibles incendios.	Se aplica siempre, y debe considerarse como una protección complemento de algunas de las protecciones anteriores, no permitiéndose su uso de forma individual o independiente.

Tabla 6.2 Medidas de protección contra contactos indirectos. Protección clase "A"

Medidas	Observaciones	Características	Condiciones	Ventajas e inconvenientes	Aplicaciones
<i>Pequeñas tensiones de seguridad</i>	No efectuar transformaciones directas de AT a la tensión de seguridad. Los circuitos de utilización deben cumplir la MIBT-029.	Tensiones de seguridad: Lugares secos: 50V Lugares húmedos: 25V Lugares mojados: 12V	Tensión de seguridad suministrada por las <i>Fuentes de seguridad</i> que cumplan las normas UNE correspondientes.	Por si sólo proporcionan protección. Potencia de utilización limitada. No se detecta el primer fallo. No ofrece protección electrostática.	Pequeños receptores en locales muy conductores
<i>Separación de circuitos</i>	Los circuitos deben cumplir las condiciones que se indican en el punto 2.1 de MIBT-021.	Aislar los circuitos de utilización de la fuente de energía mediante transformadores, etc, y manteniendo aislados de tierra los conductores.	Los transformadores y convertidores pueden ser de clase I o II, según MIBT-035. 250 V, 10 kVA, monofásica 400 V, 16 kVA, y en trifásica	Por si sólo proporciona protección. Potencia de utilización limitada. No se detecta el primer fallo. No ofrece protección electrostática. No protege en líneas extensas.	Herramientas y lámparas portátiles. Pequeños receptores. Calderería. Construcción naval.
<i>Inaccesibilidad simultánea de elementos conductores y masas</i>	Se tendrán en cuenta las dimensiones de los objetos que se han de manipular en el local.	Impide el cierre del circuito de defecto imposibilitando el acceso simultáneo a los elementos conductores.	La inaccesibilidad se consigue por alejamiento o por interposición de obstáculos.	Se ha de usar simultáneamente con otros sistemas de protección ya que no anula el fallo.	Está protección sólo sirve para equipos fijos.
<i>Separación entre partes activas y masas por aislamiento de protección (doble aislamiento)</i>	Las partes metálicas accesibles no deben ponerse a tierra. No debe existir ninguna conexión posible a través de los elementos conductores que atraviesen las carcasas.	La separación entre partes activas y masas está garantizada por un aislamiento suplementario o reforzado.	El aislamiento debe corresponder a las características prescritas para los materiales de la clase II, según MIBT-031.	Por si sólo proporciona protección. No sirve para equipos de potencia elevada, ni para aparatos de calefacción.	Aparatos domésticos. Herramientas portátiles. Lámparas portátiles. Cuadros de distribución, etc.
<i>Conexiones equipotenciales</i>	Debe garantizar una buena unión eléctrica entre masas y elementos conductores.	Se unen todas las masas y elementos conductores de modo que se garantice la igualdad de potencia en todo el recinto.	Se tomaran las medidas necesarias para impedir la propagación del fallo a otros recintos.	Se ha de utilizar de forma simultánea con otros sistemas de protección, ya que no anula el fallo.	Muy limitada como sistema independiente, aunque complementa otros sistemas de protección.

Tabla 6.3 Medidas de protección contra contactos indirectos. Protección clase "B"

Medidas	Observaciones	Características	Condiciones	Ventajas e inconvenientes	Aplicaciones
<i>Puestas a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto</i>	La tensión de defecto no debe ser superior a 24 V en locales húmedos, ni a 50 V en locales secos.	Un dispositivo sensible a la intensidad máxima asegura el corte automático en un tiempo inferior a los 5 s, en caso de primer defecto franco.	Todas las masas de una misma instalación deben estar unidas a la misma toma de tierra.	La potencia de utilización queda limitada debido a los reducidos valores de la resistencia de puesta a tierra de las masas que es preciso obtener.	Receptores de poca potencia con intensidades inferiores a los In <6 A.
<i>Empleo de interruptores diferenciales</i>	Para evitar actuaciones intempestivas se tendrá en cuenta las corrientes de fuga. Los dispositivos se pueden utilizar en instalaciones existentes sin puesta a tierra..	El interruptor asegurará el corte automático en un tiempo inferior a 5 s, si la intensidad de defecto sobrepasa el umbral de sensibilidad.	La resistencia de la puesta a tierra de las masas debe ser: $R_M \leq \frac{U_s}{I_{\Delta N}}$	Tiempo rápido de actuación, que en el caso de AS protege incluso contra contactos directos.	Aptos para cualquier aplicación.
<i>Puestas a tierra de las masas y dispositivos de corte por tensión de defecto.</i>	Los conductores de protección y de tierra auxiliar deben cumplir las condiciones que se indican en el punto 2.9 de MIBT-021.	El interruptor asegurará el corte automático en un tiempo inferior a 5 s, cuando aparezca una tensión peligrosa.	La bobina del relé de tensión debe colocarse entre la masa a proteger y una tierra auxiliar eléctricamente distinta a cualquier otra.	No precisa de toma de tierra para las masas. Tiempo rápido de actuación. Dificultad para evitar que la bobina de tensión sea punteada accidentalmente.	Sistema en desuso.
<i>Puesta a neutro de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto.</i>	La red de alimentación debe cumplir lo que indica la MIBT-008. Deben cumplirse otras condiciones indicadas en el punto 2.10 de la MIBT-021 en cuanto a secciones e instalación del conductor neutro.	Los defectos francos de aislamiento se transforman en cortocircuitos entre fases y neutro, actuando el dispositivo de corte automático en un tiempo inferior a 5 s.	Todas las masas deben estar unidas al conductor neutro a través de un conductor de protección.	Instalación económica. Dificultad en cumplir todas las condiciones para que sea verdaderamente seguro. En caso que la tensión del neutro con relación a tierra supere los 24 V en locales húmedos, o los 50 V en locales secos, este sistema debe asociarse con un dispositivo de corte de tensión de defecto. En la práctica, se precisa estación transformadora propia.	Instalaciones concebidas para su uso.

6.5 Cuestiones y problemas

Cuestiones

- 1 ¿Contra qué y cómo deben protegerse los sistemas eléctricos? Razonar las respuestas.
- 2 ¿Qué es una sobrecarga y a qué es debida? ¿Son peligrosas las sobrecargas? ¿Qué características básicas debe reunir un relé térmico?
- 3 ¿Cómo funciona un relé térmico? ¿Cómo se seleccionan los relés térmicos a colocar en un circuito eléctrico? ¿De cuántas curvas dispone un relé térmico y qué significan?
- 4 ¿Qué es un cortocircuito y a qué es debido? ¿Qué efectos produce un cortocircuito? ¿Qué características básicas debe reunir un relé magnético?

- 5 ¿Cómo funciona un relé magnético? ¿Qué se entiende por poder de corte y por poder de cierre de un relé?
- 6 ¿Cómo se consigue una protección combinada contra sobrecargas y cortocircuitos? ¿Suponen una protección para las personas estos dispositivos (razonar la respuesta)?
- 7 ¿Qué se entiende por fuga a tierra? ¿Qué peligros entrañan estas fugas? ¿Qué características debe reunir un relé diferencial?
- 8 ¿Cómo funciona un relé diferencial? ¿De qué defectos nos protege? Indicar un caso en el que el relé diferencial no resulte efectivo. ¿Cómo se protege a sí mismo contra las sobrecargas y cortocircuitos el relé diferencial?
- 9 ¿Contra qué defectos protegen los fusibles? ¿Cuál es su principio de funcionamiento? ¿Cómo se retarda su tiempo de corte? ¿Cuáles son sus principales ventajas?
- 10 ¿En qué casos son recomendables los fusibles normales? ¿Y los de acompañamiento? ¿Cuáles son los inconvenientes más importantes de los fusibles?
- 11 ¿Qué magnitud eléctrica es la responsable de la rotura del hilo del fusible? ¿Desaparece la intensidad en el instante que se produce la rotura? ¿De qué magnitud eléctrica depende el tiempo de arco?
- 12 ¿Qué es un fusible de cuchillas? ¿Y un fusible cilíndrico? ¿Y un fusible doméstico? ¿Qué es la base portafusibles y qué es el cartucho?
- 13 ¿Qué es la selectividad o coordinación de los sistemas de protección? ¿Qué clases de coordinación existen?
- 14 Indicar los criterios más importantes que rigen la selectividad de los sistemas de protección eléctricos protegidos por relés. ¿Y la de los sistemas protegidos mediante fusibles?
- 15 Indicar las consideraciones sobre los valores límite de ajuste para los sistemas de coordinación de protecciones.
- 16 ¿Qué tipo de contactos existen? ¿A qué se denomina contacto directo? ¿Y contacto indirecto?
- 17 Indicar las técnicas de seguridad contra contactos eléctricos. ¿Pueden estas técnicas establecerse de forma conjunta? ¿Cómo puede quedar garantizada la protección contra contactos eléctricos?
- 18 ¿En qué se basan las técnicas de seguridad informativas? ¿De qué tipos existen?. Razonar la respuesta.
- 19 ¿Las técnicas de seguridad de protección, en qué se basan? Indicar las medidas de protección individuales.
- 20 ¿Cómo se efectúa una protección contra contactos directos? Tipos de protección.
- 21 ¿Cómo se efectúa una protección completa contra contactos directos? ¿Y una parcial? ¿Y una adicional?
- 22 ¿Cómo se efectúa una protección contra contactos indirectos? ¿Qué datos es necesario conocer para la correcta elección de las medidas de protección contra contactos directos?
- 23 ¿En qué se diferencian las medidas de protección de la clase "A" de las de la clase "B"?
- 24 Indicar cómo se obtienen las pequeñas tensiones de seguridad? ¿A qué locales está destinada cada pequeña tensión de seguridad.
- 25 ¿En qué se basan las medidas de protección de la clase "A"? Enumerar las medidas de protección de la clase "A".
- 26 ¿En qué se basan las medidas de protección de la clase "B"? Enumerar las medidas de protección de la clase "B".
- 27 Explicar cómo funciona el método de seguridad denominado separación de circuitos.
- 28 Explicar cómo funciona el método de seguridad denominado de doble aislamiento.
- 29 Explicar cómo funciona el método de seguridad denominado utilización de pequeñas tensiones de seguridad.
- 30 Explicar cómo funciona el método de seguridad denominado puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto. Y el método de puesta a neutro de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto.

7 Puesta a tierra

7.1 Introducción

La puesta a tierra es una de las medidas de seguridad incluidas en la categoría B. Suele estar acompañada de otras medidas (relés, diferenciales, etc.) que garanticen un alto nivel de seguridad en las instalaciones.

La puesta a tierra se basa en la propiedad de que las cargas eléctricas (electrones) siempre intentarán alcanzar valores energéticos mínimos para estar en equilibrio. La tierra es el punto de potencial cero, masa o energía mínima que mejor se adapta a los requisitos de las instalaciones eléctricas, siendo utilizada como tensión de referencia o tensión neutra. No obstante, el valor de este potencial no es constante en todos los terrenos, viéndose influenciada por corrientes telúricas u otras anomalías del substrato. Tampoco la resistividad del terreno es igual y uniforme para los distintos terrenos, dependiendo de los materiales que lo forman. Ni tan siquiera para un mismo tipo de terreno, los valores de la resistividad se mantendrán constantes a lo largo del año, variando desde valores mínimos en épocas lluviosas y húmedas, a valores máximos durante los periodos secos.

Los materiales a conectar a una puesta a tierra serán las partes metálicas normalmente sin tensión. La conexión a tierra de partes no metálicas y por tanto no conductoras no produciría el menor efecto por la falta de continuidad. La conexión de partes metálicas normalmente en tensión resultaría del todo negativa, ya que las corrientes fluirían hacia tierra directamente (fuga a tierras), sin producir el trabajo al que están encomendadas.

Los principales motivos por los que se realiza una correcta puesta a tierra, unida a un dispositivo de corte por intensidad de defecto, pueden sintetizarse en:

- Limitar las tensiones de las partes metálicas de los equipos o máquinas a valores no peligrosos para las personas.
- Asegurar, en caso de avería del material utilizado, la actuación correcta de las protecciones, de forma que la parte de la red averiada quede separada de las fuentes de alimentación, eliminando los riesgos propios de la avería.
- Impedir la acumulación de cargas electrostáticas o inducidas en los equipos, máquinas o elementos metálicos que se hallen en zonas con riesgo de explosión.
- Constituye un sistema de protección contra incendios, al limitar en tiempo y valor las corrientes de fuga.

La puesta a tierra actúa como único elemento protector en los siguientes casos:

- Contra las descargas atmosféricas o electroestáticas

- En redes con neutro aislado, como elemento de unión de las diferentes masas
- Como unión equipotencial

La normativa sobre puestas a tierra está regida por:

1. Reglamento electrotécnico para baja tensión.
 - Artículo 23
 - Hoja interpretativa nº 4
 - Instrucciones complementarias, 017, 023 y 039
2. Normas tecnológicas de la edificación (NTE o NBE)
 - Instrucciones sobre puesta a tierra. NTE-IEP/1973
 - Instrucciones sobre pararrayos, NTE-IPP/1973
 - Instrucciones sobre antenas. NTE-IAA
3. Recomendaciones UNESA
 - Para alta tensión o baja tensión que lo requieran: 6501C, 6502A y 6503A

7.2 Definición de puesta a tierra

La definición que realiza el reglamento eléctrico de baja tensión (REBT) sobre puesta a tierra es: “la denominación puesta a tierra comprende toda la ligazón metálica directa, sin fusible ni protección alguna, de sección suficiente, entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo ó grupo de electrodos enterrados en el suelo, con objetivo de conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no existan diferencias de potencial peligrosas y que al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falta o de las descargas de origen atmosférico”.

Este sistema de protección se basa en impedir que se produzcan tensiones o diferencias de potencial superiores a los 24 V, mediante la colocación de conductores paralelos a los conductores de fase, capaces de enviar a tierra cualquier corriente de fuga, de derivación, o las debidas a descargas atmosféricas.

7.3 Partes de que consta una puesta a tierra

Todo sistema de puesta a tierra consta de los elementos mostrados en la figura 7.1.

Estos elementos los podemos agrupar de la siguiente forma:

- Terreno o tierra. Encargado de disipar todas las energías que a él accedan.
- Toma de tierra. Parte enterrada en el terreno, formada por:
 - Los electrodos
 - Línea de enlace con tierra
 - Punto de puesta a tierra
- Instalación de puesta a tierra. Parte exterior al terreno, formada por:
 - Línea principal de tierra
 - Derivaciones de la línea principal de tierra
 - Conductores de protección

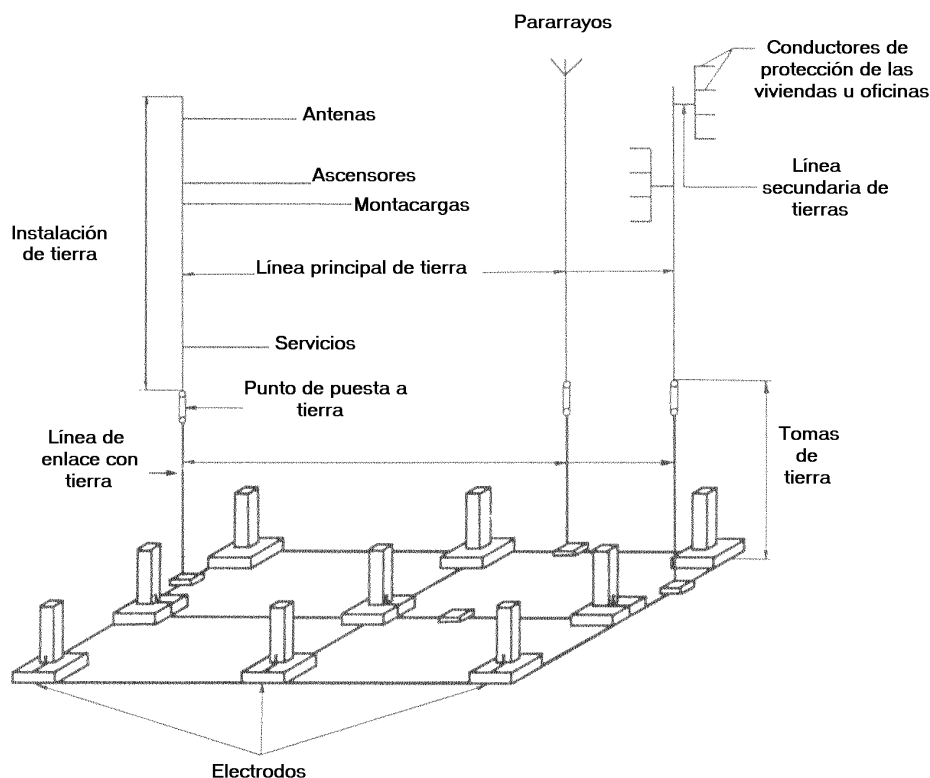


Fig. 7.1 Puesta a tierra con conducción enterrada (conductor o electrodo en anillo)

7.3.1 El terreno

El terreno es el encargado de disipar las corrientes de defecto y las cargas de tipo atmosférico que a él accedan. La elección de un terreno o de una orientación geográfica determinada es de suma importancia para que las puestas a tierra resulten eficaces y correctas.

No todos los terrenos son iguales (existe gran variedad de ellos), ni aun tratándose de un mismo tipo de terreno se puede asegurar una composición homogénea. También la profundidad o las condiciones climáticas de la zona influyen altamente en la composición de los mismos y por tanto en sus propiedades eléctricas. Debido a esto, se hace imprescindible la medida directa de la resistividad eléctrica del terreno, siendo los valores de las tablas o gráficos puramente orientativos o aproximados.

La resistividad de un terreno es, por tanto, el primer dato que hay que conocer para la realización de una puesta a tierra, tanto si se trata de un edificio destinado a viviendas como si la instalación pertenece a una industria.

El terreno se clasifica en función de su resistividad eléctrica ρ [$\Omega \cdot m$]. Esta resistividad representa la resistencia que ofrece un cubo de tierra de un metro de arista, al que se le aplica una diferencia de potencial y por tanto es recorrido por una corriente eléctrica, cuyo cociente nos proporcionará la resistencia del mismo. En la realidad se realizan ensayos en el propio terreno, existiendo diferentes métodos que nos permiten su determinación, como se expondrá al final del capítulo.

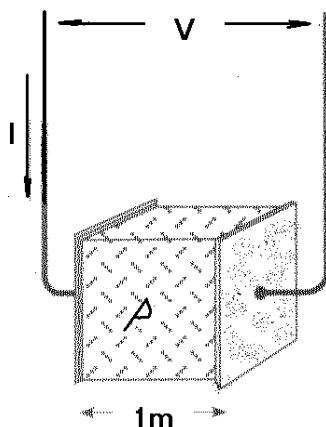


Fig. 7.2 Cubo de terreno de 1m de arista para la medida de la resistividad del terreno

La siguiente tabla proporciona la resistividad de los diferentes tipos de terreno en función de sus características.

Tabla 7.1 Resistividades aproximadas de los diferentes tipos de terreno (MIBT-039)

TIPOS DE TERRENO MÁS UTILIZADOS	RESISTIVIDAD EN OHMS*M
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1.500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1.500 a 10.000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600

Ya se ha indicado que los terrenos son de muy diversa composición y que aun un mismo terreno puede presentar particularidades muy diversas según los condicionantes climáticos a los que esté expuesto. No obstante, es posible resumir los comportamientos básicos de forma que:

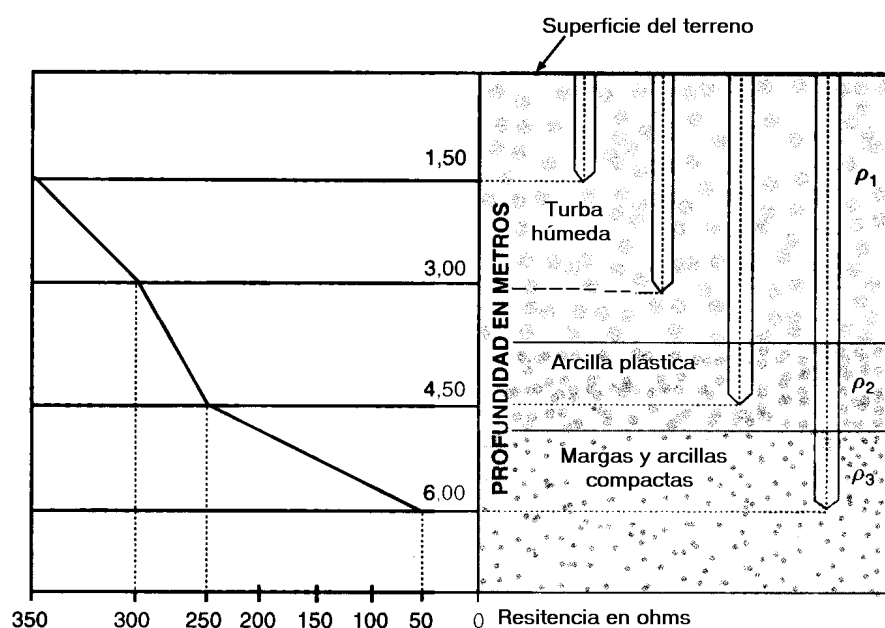


Fig. 7.3 Variación de la resistividad del terreno para distintas profundidades y capas

- Al aumentar la humedad disminuye la resistividad.
- Terrenos con altos índices de salinidad presentan valores de resistividad menores.
- Normalmente la profundidad es inversamente proporcional a la resistividad.
- La temperatura ejerce un papel muy importante. Con temperaturas inferiores a 0°C (formación de hielo), la resistividad de un terreno aumenta de forma muy considerable.
- Suelos oscuros y profundos (turberas, humus, limos, etc) suelen presentar los valores más bajos de resistividad.
- La estratigrafía del terreno influye en el valor de la resistividad final.
- Factores de naturaleza eléctrica.

Podemos extraer de las pautas de comportamiento de un terreno las conclusiones para la correcta realización de la puesta a tierra:

- Al buscar la posible orientación de la toma de tierra, con preferencia se utilizarán las orientaciones norte, ya que conservarán la humedad de forma más constante a lo largo de todas las estaciones del año.
- Se evitarán terrenos pedregosos, zonas de residuos, basureros, etc.
- Para la disipación de la energía es necesario disponer de la suficiente masa de terreno, por tanto, no se realizará la puesta a tierra en zonas donde la proximidad de muros o edificios, cursos de agua, zonas valladas, cercas metálicas, etc. impida la correcta disipación de la energía o ésta pueda ser transmitida a otras zonas de forma peligrosa.
- En zonas con riesgos de heladas, se profundizará lo suficiente para que en la época más desfavorable el electrodo quede libre de hielos.
- Cuando la longitud del electrodo sea tal que atravesase diferentes capas de materiales (diferentes resistividades), el valor medido de resistividad será el valor promedio.

7.3.2 Tomas de tierra

Se denomina toma de tierra al elemento de unión entre el terreno (zona enterrada), y el circuito instalado fuera del mismo. Está constituida por:

- Electrodo
- Línea de enlace con tierra
- Punto de puesta a tierra

7.3.2.1 Electrodos

Es una masa metálica en permanente contacto con el terreno. Su misión es facilitar el paso de las corrientes de defecto o cargas eléctricas al terreno que actuará como descargador. Existen diferentes tipos de electrodos, siendo los más utilizados los conductores de protección, mallas, picas, placas, pilares, armaduras, etc.

Con la puesta a tierra se pretende que el electrodo este a potencial 0V. También es conocida como resistencia de paso a tierra, ya que se considera que no varía el potencial, siendo su valor inalterable.

Todos los electrodos introducidos en terrenos con mayor o menor grado de humedad están sometidos a efectos de corrosión, lo cual puede responder a diferentes causas, entre las que destacamos:

- Ataque de los agentes químicos del terreno
- Corrientes galvánicas
- Corrientes telúricas
- Corrosión del metal por la humedad del terreno

Las corrientes galvánicas se producen por la interacción de las partes metálicas enterradas en el terreno (armaduras, conducciones metálicas, pilares, etc).

Las corrientes telúricas se originan por la propia composición del terreno unido al campo magnético terrestre.

Estos fenómenos pueden llegar a destruir por corrosión las piezas metálicas introducidas en el terreno, por lo que resulta conveniente conocer de antemano qué electrolitos dominan en el terreno, así como su interacción sobre los diversos materiales utilizados para la fabricación de los electrodos, lo que facilitará un mejor funcionamiento de los mismos.

Los materiales más empleados para la fabricación de los electrodos son el cobre y el acero galvanizado. El cobre resiste bien la corrosión, a excepción de suelos alcalinos o medios amoniacales, siendo también atacado por cenizas o escorias. El hierro o acero galvanizado, por el contrario, suele estar más expuesto al ataque de terrenos situados a mayor profundidad (humedad, sales, etc).

Los electrodos pueden dividirse en dos grupos: electrodos naturales y electrodos artificiales, dependiendo de si su cometido es común a otros usos o exclusivo para la puesta a tierra, respectivamente.

7.3.2.1.1 Electrodo naturales

Se denomina electrodos de origen natural a aquellas partes metálicas que por alguna causa, ajena a la puesta a tierra ya están en contacto con el terreno. Dentro de este grupo se encuentran pilares, estructuras, conducciones metálicas, etc.

- **Mallas**

Este tipo de electrodo consiste en unir todos los pilares metálicos o de hormigón armado que forman la estructura del edificio, comportándose como electrodos potencialmente disipadores de energía. La unión de los mismos se realiza por un conductor de cobre recocido y desnudo con una sección mínima de 35 mm^2 de cuerda circular con un máximo de 7 alambres y una resistencia de $R=0.514 \Omega/\text{km}$ según la MIBT039. Este conductor unirá los distintos pilares metálicos a lo largo de todo el ancho de una cara y, en los de hormigón armado, a dos de las varillas del mismo. Al conductor de unión se le denomina *línea de enlace con tierra*.

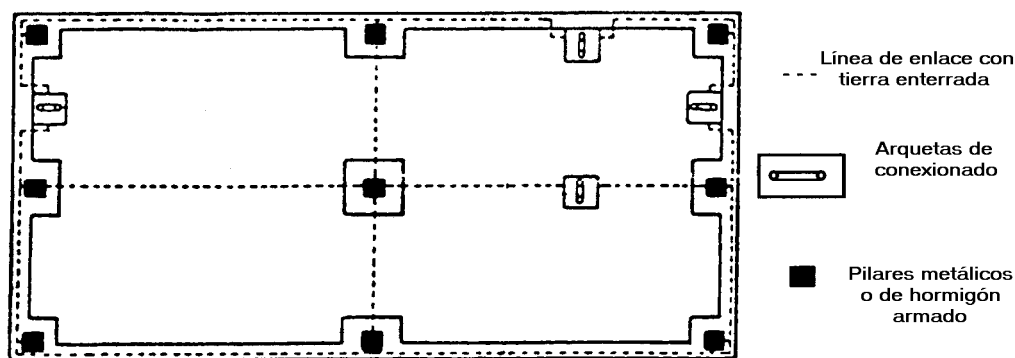


Fig. 7.4 Sección de una planta de un edificio con su correspondiente puesta a tierra

La unión se realizará siempre con soldadura aluminotérmica, o unión de tipo mecánico, que asegure la buena conductividad de la misma, su perdurabilidad con el paso del tiempo y la resistencia al paso de grandes corrientes (alto punto de fusión).

Para proceder a la instalación, se realizará una zanja de 80 cm de profundidad, o como mínimo de 40cm si el terreno es muy buen conductor a esa profundidad; seguidamente se introducirá el conductor desnudo (por lo que realizará funciones de electrodo, además de línea de enlace con tierra) y se rellenará la zanja con buenos materiales conductores (humus, turba, limus); a estos materiales es posible añadir sales y grasas para aumentar su conductividad.

Una vez realizada toda la conexión de la malla, en la correspondiente arqueta de conexión se unirá el conductor de enlace con tierra a un extremo del punto de puesta a tierra, mientras que el otro extremo del punto de puesta a tierra se unirá a la línea principal de tierra, que ya saldrá del interior del terreno.

7.3.2.1.2 Electrodo artificiales

Se denomina electrodos de origen artificial a aquellas partes metálicas que se introducirán en el terreno a efectos exclusivamente de realizar una puesta a tierra, no teniendo ninguna otra función. Dentro de este grupo se encuentran picas, placas, conductores enterrados, etc.

- **Picas**

Son electrodos alargados, en forma de lanza, para facilitar su introducción vertical en el terreno. Las picas más comunes están fabricadas con acero recubierto de cobre, siendo sus dimensiones de 2 m de longitud con unos diámetros que van desde 14 mm en cobre, hasta valores de 25 mm, en las de acero galvanizado. Las partes constitutivas de una pica son las mostradas en la figura:

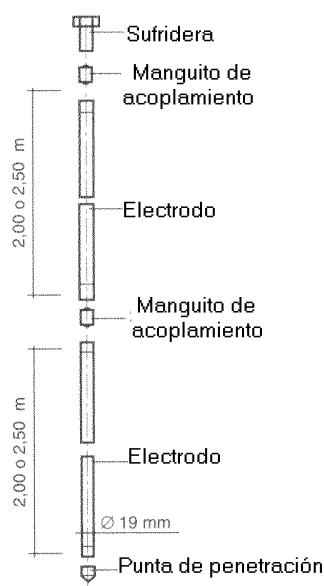


Fig. 7.5 Partes de que consta una pica convencional

Las picas suelen fabricarse con el alma de acero y un recubrimiento de cobre de unos 2 mm. La unión de estos materiales se realiza por medio de un sistema de unión molecular entre el cobre y el acero, aumentando su dureza e impidiendo que se raye la pica al ser introducida en el terreno.

Las picas pueden colocarse en el terreno de dos formas distintas:

- En profundidad: se interconectan las picas, una encima de otra, mediante el correspondiente empalme o manguito de acoplamiento, llegándose de esta forma a profundidades considerables. Los pasos a seguir para su correcta instalación son:
 - Realizar un pozo de inspección.
 - Se prepara la primera pica con su sufridera y punta de penetración.
 - Se golpea la pica, por la sufridera, mientras ésta se introduce en el terreno.
 - Se prepara la segunda pica, quitando la sufridera y sustituyéndola por el manguito de acoplamiento.
 - Se comprueba la resistencia de tierra en cada nuevo tramo.
 - Cuando la resistencia es la pedida, se interconectan las picas con la línea de enlace con tierra.

Este método es utilizado en zonas con escasez de terreno, pero en todo caso se debe asegurar un mínimo de terreno que permita la correcta disipación de la energía. Se deben tener presente asimismo las diferentes capas de subsuelo, ya que con resistividades diferentes también disipan la energía de forma diferente.

- b) En paralelo: esta es la disposición más utilizada, pero que requiere una mayor superficie de terreno disponible. Las picas se colocan de una en una, siempre separadas por una distancia como mínimo del valor de su longitud (normalmente 2 m), aunque es recomendable, para una mejor disipación de la energía, que esta distancia se incremente al doble, es decir 4 m.

Con este método es posible medir la resistividad de la primera pica; conocido el valor, se puede determinar el número de picas que será necesario instalar, ya que la resistencia con dos picas será la mitad, un tercio con tres, etc.

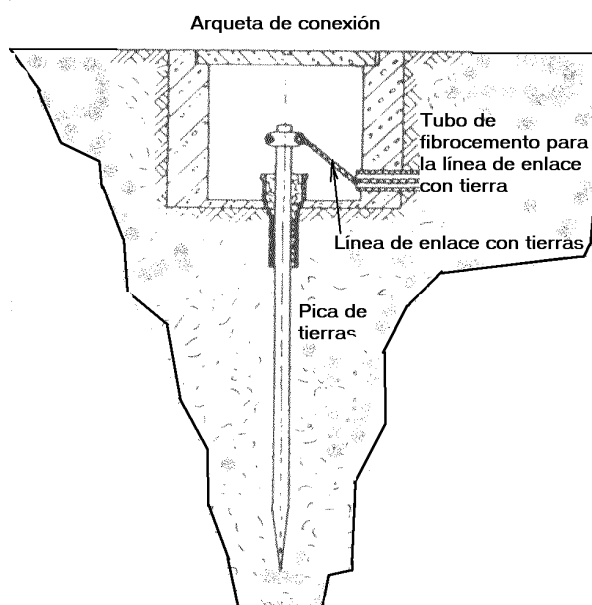


Fig. 7.6 Puesta a tierra con electrodo de pica

Para cada pica (tanto si están colocadas en profundidad o en disposición paralelo) se construirá una arqueta de unión. Esta arqueta tendrá las paredes y tapas fabricados de hormigón armado o muros aparejados con unas dimensiones adecuadas, y contendrá en su interior la parte superior de la pica (a unos 30 cm de profundidad), a ella accederá un tubo de fibrocemento o gres (a 50 cm de profundidad), que contendrá en su interior la línea de enlace con tierra (del mismo tipo de conductor que el requerido para las mallas) que impedirá que las posibles corrientes de falta creen campos magnéticos o gradientes de potencial peligrosos para las personas cercanas a la instalación.

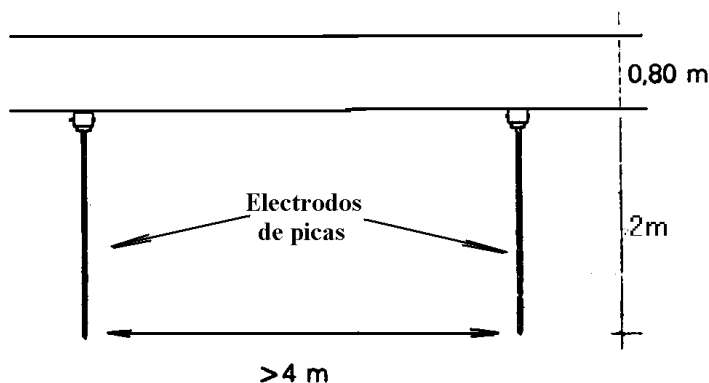


Fig. 7.7 Colocación de picas en disposición paralelo

Para la colocación de las picas, se rellenará el pozo practicado para la colocación de las mismas con buena tierra conductora (igual que en la colocación de las mallas), se puede añadir sales, grasas, electrolitos, aerosoles, etc., que aumenten su conductividad, regándose el terreno.

La unión de la pica con la línea de enlace se realizará por medio soldadura aluminotérmica, o con una unión mecánica que garantice la inalterabilidad con el paso del tiempo. En este caso, la línea de enlace con tierra no puede ser considerada como parte del electrodo, ya que al no estar en contacto directo con el terreno no puede disipar energía, realizando solamente su función de enlace entre el electrodo (pica) y los puntos de puesta a tierra.

La fórmula que nos permite obtener la resistencia de paso a tierra es:

$$R = \frac{\rho}{L} \quad [7.1]$$

Donde:

ρ = Resistividad aparente del terreno ($\Omega \cdot m$)

L = Longitud total de pica enterrada en m

- **Placas**

Son electrodos de forma rectangular con una superficie mínima de 0.5 m² (0.5 m por 1 m), el espesor varía entre 2 mm (si son de cobre) y unos 2.5 mm (si son de acero galvanizado).

Las placas presentan una gran superficie de contacto con el terreno, en relación con su espesor, siendo muy grande la cantidad de energía que pueden disipar.

Se colocarán siempre en disposición paralelo, con el siguiente proceso:

- Realizar un hoyo que permita colocar la placa de forma vertical, quedando la arista superior a una profundidad como mínimo de 50 cm de la superficie.
- Se coloca la placa rellenándose el pozo con buena tierra conductora (igual que en la colocación de las mallas o picas), se puede añadir sales, grasas, etc., que aumenten su conductividad, regándose el terreno.
- Se construye la arqueta de inspección (de las mismas características que las determinadas para la colocación de las picas).
- En la arqueta de inspección se introducirá accederá, un tubo de fibrocemento o gres para evitar los gradientes de potencial peligrosos.
- Se realizará la unión de la placa con la línea de enlace con tierra (de las mismas características que las determinadas para las mallas o picas) por medio de unión mecánica o soldadura aluminotérmica inalterable con el paso del tiempo.
- La línea de enlace con tierra, al estar aislada de la tierra, no puede ser considerada como parte del electrodo (como ocurría con las mallas), realizando solamente la función de unión.

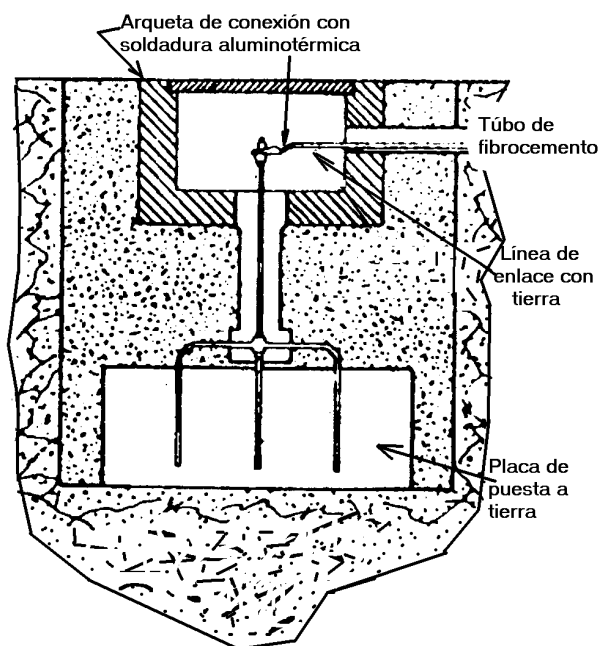


Fig. 7.8 Electrodo de placa enterrada con su arqueta de conexión

La fórmula que nos permite obtener la resistencia de paso a tierra es:

$$R = 0.8 \cdot \frac{\rho}{P} \quad [7.2]$$

Donde:

ρ = Resistividad aparente del terreno ($\Omega \cdot m$)

P = Perímetro de la placa en m

• Conductores enterrados

Este tipo de electrodos está formado por cables o pletinas desnudas enterradas horizontalmente debajo de las cimentaciones de los edificios.

Los materiales más empleados para este tipo de electrodos son:

- Cable de cobre recocido de 35 mm² de sección mínima.
- Pletinas de cobre de igual sección que el conductor de cobre, o bien, si son de acero galvanizado, esta sección aumenta a 95 m² como mínimo.
- Aleaciones de otros materiales. La sección estará en concordancia con los mínimos establecidos en los apartados anteriores.

La colocación de estos conductores o pletinas se realiza mediante zanjas abiertas en las cimentaciones del propio edificio. La profundidad, según las normas tecnológicas, será como mínimo de 80 cm, estando ubicados los cables a una distancia, entre ellos, no menor a 5 m.

Como en los restantes electrodos se rellenará la zanja con materiales con baja resistividad (tierras oscuras, grasas, sales, etc), uniéndose a otros electrodos en caso necesario, siempre mediante la utilización

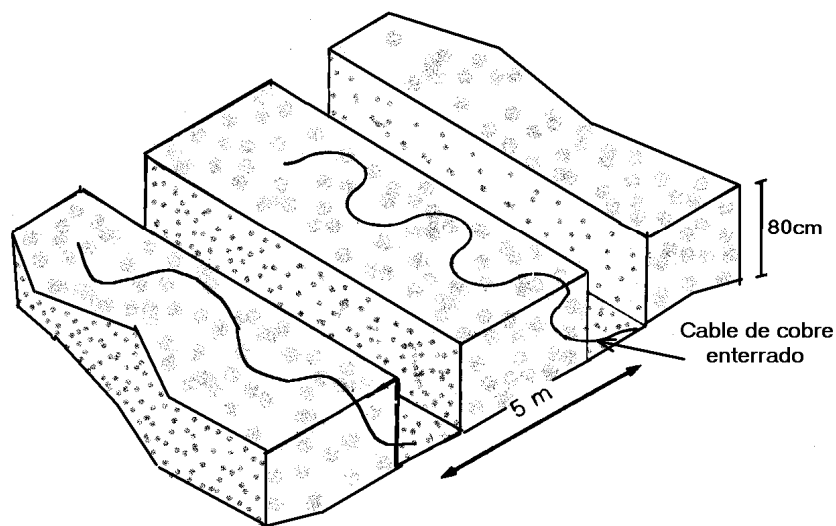


Fig. 7.9 Puesta a tierra mediante conductores enterrados

En este caso electrodo y línea de enlace con tierra, al igual que pasaba con las mallas, también se confunden, realizando el conductor las dos funciones.

La fórmula que nos permite obtener la resistencia de paso a tierras es:

$$R = \frac{2 \cdot \rho}{L} \quad [7.3]$$

Donde:

ρ = Resistividad aparente del terreno ($\Omega \cdot m$).

L = Longitud en m del cable enterrado.

• Otros electrodos

Los electrodos más utilizados para una correcta puesta a tierra, son los descritos en los apartados precedentes, pero otros materiales metálicos pueden también llegado el caso, servir como electrodos. Así cimentaciones, conducciones de agua (con muchas limitaciones y siempre con permiso expreso de la compañía suministradora y de acuerdo con el REBT), vigas metálicas etc., pueden pasar a formar parte de la toma de tierra.

7.3.2.2 Línea de enlace con tierra

La forman los conductores que unen los electrodos, o anillo, con el punto de puesta a tierra. El conductor será de cobre recocido de 35 mm^2 de sección como mínimo, o de sección equivalente si se

utiliza otro material. La instrucción MIBT-017 nos indica las características específicas que deben cumplir estos conductores, que ya han estado definidas en el apartado de electrodos anterior.

La línea de enlace con tierra siempre transcurrirá por el interior del terreno, nunca de forma superficial, y sólo formara parte del electrodo cuando no discurra por el interior de tubo aislante (gres, fibrocemento, etc.) alguno.

7.3.2.3 Punto de puesta a tierra

Esta es la última parte de la toma de tierra, y según el REBT se define como: “Es un punto situado fuera del terreno que sirve de unión entre la línea de enlace con tierra y la línea principal de tierra”. Por tanto, es el punto que une la toma de tierra (parte enterrada y de la que forma parte) con la instalación exterior de tierra, como se puede apreciar en la siguiente figura.

El punto de puesta a tierra estará constituido por un dispositivo de conexión (regleta, placa, borne, etc.) que permita la unión entre los dos conductores que a él acometen: la línea de enlace con tierra y la línea principal de tierra, de forma que pueda, mediante útiles apropiados, separarse de esta última con el fin de poder realizar la medida de la resistencia a tierra, o bien simplemente, llevar a cabo el periódico servicio de mantenimiento.

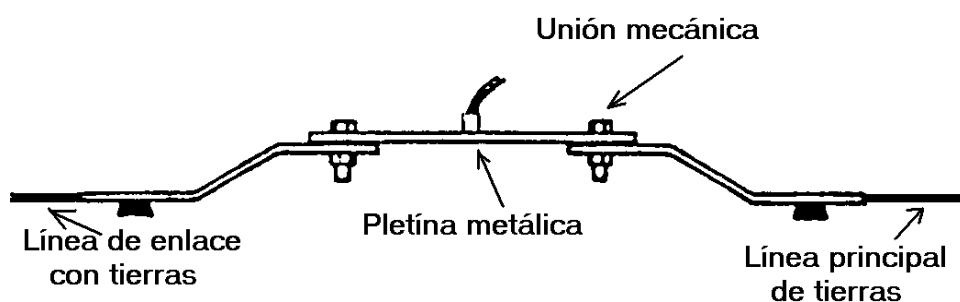


Fig. 7.10 Detalle de un punto de puesta a tierra

Asimismo, la instrucción MIBT-023 del REBT indica que “las instalaciones que lo precisen dispondrán de un número suficiente de puntos de puesta a tierra convenientemente distribuidos, que estarán conectados al mismo electrodo o conjunto de electrodos”.

La localización de los puntos de puesta a tierra, en un edificio de características normales, debe realizarse en:

- Instalación de las antenas
- Instalación del pararrayos
- Los patios de luces destinados a cocinas y cuartos de aseo
- El local a o lugar de la centralización de los contadores
- La base de las estructuras metálicas de los ascensores y montacargas
- El punto de ubicación de la caja general de protección
- Cuadro de contadores
- Cualquier local donde se prevea la instalación de elementos destinados a servicios generales o especiales y que por su clase de aislamiento o condición de instalación deban ponerse a tierra.

La norma tecnológica NTE-IEP “Puesta a Tierra” nos indica las características que deben reunir las arquetas del punto de puesta a tierra.

Como se aprecia en la siguiente figura, el punto de puesta a tierra estará formado por paredes de hormigón o de muro aparejado de un espesor considerable (hasta 12 cm). La tapa será del mismo material con una resistencia como mínimo de 175 kg/cm^2 . A él acometerá un tubo de fibrocemento o gres de 60 mm de diámetro.

La pletina de cobre recubierto de cadmio tendrá una longitud de 30 cm de largo, por 2.5 cm de ancho y unos 5 mm de espesor. En sus extremos se soldará o unirá de forma solidaria la línea principal de tierra y la línea de enlace con tierra, asegurándose que no pueda, por medios accidentales, producirse su desconexión.

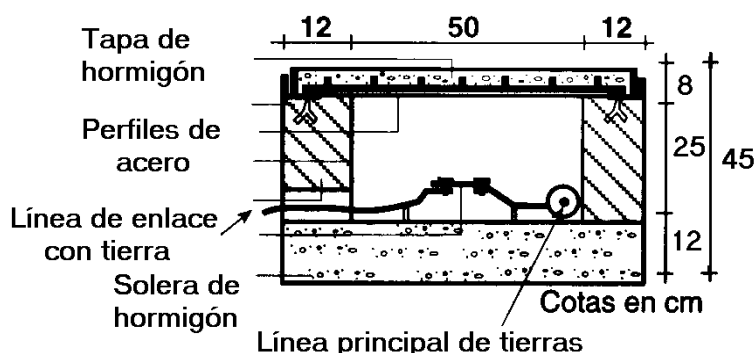


Fig. 7.11 Arqueta de conexión para el punto de puesta a tierra

7.3.3 Instalación de puesta a tierra

La instalación exterior de puesta a tierra nunca puede interrumpirse, por tanto estará formada por un conductor de cobre, sin elementos de protección, ni fusibles, ni ningún otro dispositivo de protección o seccionador que pueda interrumpir su continuidad. Discurrirá paralela a la instalación de enlace, desde la caja general de protección hasta el último punto de luz o toma de corriente de la instalación eléctrica de un edificio, enlazando todas las partes metálicas con el terreno mediante la toma de tierra.

La instalación de puesta a tierra la forman las siguientes líneas:

- Línea principal de tierra
- Línea secundaria de tierra
- Conductores de protección

Ya hemos insistido en la necesidad de la continuidad eléctrica de esta instalación, por tanto estas tres partes anteriores son simplemente una sola unidad con diferente sección y nombre.

7.3.3.1 Línea principal de tierra

Se denomina línea principal de tierra a los conductores que parten del punto de puesta a tierra. A ésta estarán conectadas las derivaciones para la puesta a tierra de las masas, a través de los conductores de protección y de las derivaciones de la línea principal de tierra.

El conductor será de cobre de 16 mm^2 de sección como mínimo, y estará convenientemente aislado, discurriendo paralelo a la línea de enlace o a la instalación correspondiente. Un ejemplo típico de la ubicación de esta línea principal de tierra en un edificio destinado a viviendas sería el circuito que transcurriría desde la caja general de protección hasta el cuadro de contadores, es decir, la línea repartidora (existirían pletinas para la unión, con soldadura aluminotérmica, de la línea principal de tierra, con la línea secundaria de tierra en el cuadro de contadores). Los conductores de la línea repartidora serían en este caso los conductores de referencia a la hora de utilizar la tabla nº 1, para dimensionar la línea principal de tierra.

Existirá una línea principal de tierra para cada punto de puesta a tierra; así en un edificio destinado a viviendas, locales comerciales u oficinas dispondremos de las siguientes líneas:

- Para la instalación de las antenas (la sección mínima será de 6 mm^2).
- Para la instalación del pararrayos (la sección mínima será de $2 \times 50 \text{ mm}^2$).
- Para las cocinas y cuartos de aseo, etc. (la sección mínima será de 6 mm^2).
- Para el local a o lugar de la centralización de los contadores (sección mínima de 6 mm^2).
- Para la base de las estructuras metálicas de los ascensores y montacargas (mínimo 6 mm^2).
- Para el punto de ubicación de la caja general de protección (mínimo 6 mm^2).
- Para el cuadro de contadores (mínimo 6 mm^2).

En cuanto a las pautas a seguir para su correcto dimensionado, se realizará de acuerdo con estas normas (que hacen referencia a la línea principal de tierra correspondiente a la instalación eléctrica; las otras líneas de tierra ya han sido dadas en el apartado anterior):

- Las dimensiones estarán determinadas por una sección mínima de 16 mm^2 , teniendo presente que siempre se comparará con los conductores de fase que a ella discurren paralelos, aplicándose la siguiente tabla, MIBT-017 del REBT.

Tabla 7.2 Secciones mínimas para la línea principal de tierra

Sección conductor de fase	Sección conductor de protección
$S_f < 16 \text{ mm}^2$	$S_p = S_f$
$16 \text{ mm}^2 < S_f < 35 \text{ mm}^2$	$S_p = 16 \text{ mm}^2$
$S_f > 35 \text{ mm}^2$	$S_p = S_f / 2$

Aparte, siempre será superior la sección de la línea principal de tierra a la de la línea secundaria de tierra.

- La sección será tal que, delante de cualquier defecto o fuga que pueda producirse, la máxima corriente que circule nunca será mayor que la que provoque una corriente cercana al punto de fusión del cobre o materiales que formen el conductor de protección en un tiempo máximo de 2 seg, tiempo más que suficiente para provocar la desconexión de los elementos de protección.

7.3.3.2 Derivaciones de la línea principal de tierra

Son aquellos conductores que unen la línea principal de tierra con los conductores de protección o directamente con las masas. Un ejemplo sencillo que nos permite ver la ubicación de esta línea

secundaria de tierra sería la derivación individual de un edificio de viviendas. Así los conductores que la acompañarían serían los que, saliendo del cuadro de contadores (donde existiría una pletina a tal fin), alcanzasen el ICP (interruptor de control de potencia) ya en el interior de la vivienda del abonado (volverían a conectarse a una pletina de donde partirían los conductores de protección).

El material utilizado para los conductores de la línea secundaria de tierras es el mismo que los empleados para la línea principal.

Al igual que en la línea principal, la tabla de referencia es la dada por la MIBT-017 del REBT, siendo los conductores de fase los que circulen paralelos al conductor de protección (dentro del mismo tubo).

Tabla 7.3 Secciones mínimas para las derivaciones de la línea principal de tierra

Sección conductor de fase	Sección conductor de protección
$S_f < 16\text{mm}^2$	$S_p = S_f$
$16\text{mm}^2 < S_f < 35\text{mm}^2$	$S_p = 16\text{mm}^2$
$S_f > 35\text{mm}^2$	$S_p = S_f / 2$

El mínimo permitido es de 2.5 mm^2 de sección, si los conductores disponen de protección mecánica, o de 4mm^2 de sección (siempre con conductores de cobre), si los conductores carecen de la misma, debiéndose tener también presente que, la sección de los conductores de esta línea secundaria de tierra, siempre será mayor que la de los conductores de protección que a ella acometen.

Las uniones con la línea principal de tierra o con los conductores de protección se realizarán mediante soldadura aluminotérmica con alto punto de fusión y baja resistencia de contacto, o con elementos de presión mecánica que aseguren la continuidad del circuito aun con solicitaciones adversas. Si la unión no es entre cables, sino con masas, igualmente se utilizarán los métodos descritos anteriormente.

Como norma general estos conductores llevarán su correspondiente aislante (de igual color que los conductores de protección, amarillo-verde a rayas), discurrirán paralelos y conjuntamente con los de fase por un mismo tubo, intentándose que el recorrido sea el menor posible, sin cambios bruscos de dirección y sin esfuerzos mecánicos.

7.3.3.3 Conductores de protección

Su misión es asegurar la protección contra los contactos indirectos. Estos conductores son de cobre y unen la derivación de la línea principal de tierra con las masas de las instalaciones (cañerías, calderas, canalizaciones, marcos metálicos de puertas y ventanas, etc.). Siguiendo con el ejemplo del edificio de viviendas, la ubicación de estos conductores correspondería al circuito que discurre desde el cuadro general de mando y protección hasta el último punto de luz o toma de corriente de la instalación interior, es decir, es el último eslabón del circuito eléctrico, en este caso, del circuito de protección.

Los conductores de fase de referencia corresponderán a los conductores del circuito interior de la vivienda, local comercial u oficina, con los cuales transcurrirá paralelo el conductor de protección, por el interior del mismo tubo.

Al igual que en la línea principal y la línea secundaria de tierra, la tabla de referencia es la dada por la MIBT-017 del REBT, siendo los conductores de fase los que circulen paralelos al conductor de protección (dentro del mismo tubo).

Tabla 7.4 Secciones mínimas para el conductor de protección

Sección conductor de fase	Sección conductor de protección
$S_f < 16\text{mm}^2$	$S_p = S_f$
$16\text{mm}^2 < S_f < 35\text{mm}^2$	$S_p = 16\text{mm}^2$
$S_f > 35\text{mm}^2$	$S_p = S_f / 2$

El mínimo permitido es de 2.5 mm^2 de sección, si los conductores disponen de protección mecánica, o de 4 mm^2 de sección, si los conductores carecen de la misma.

Las uniones con la línea secundaria de tierra ya han sido descritas en el apartado anterior, realizándose con soldadura aluminotérmica con alto punto de fusión y baja resistencia de contacto o con elementos de presión mecánica que aseguren la continuidad del circuito aun con solicitaciones adversas. Si la unión no es entre cables, sino con masas, igualmente se utilizarán los métodos descritos anteriormente.

Existen finalmente unas normas concretas sobre los conductores de protección que nos indica la MIBT-017 del REBT/1973. Entre las más importantes podemos destacar y resumir:

- Los conductores de protección serán fácilmente identificables mediante colores llamativos como son el amarillo-verde a rayas.
- Cada circuito eléctrico llevará su correspondiente conductor de protección.
- El nivel de aislamiento del conductor de protección será idéntico al nivel de protección del conductor de fase que con él transcurra por un mismo tubo.
- Las secciones de cobre serán las dadas en las tablas anteriores, recordando que deben ir aumentando a medida que nos acercamos al terreno.
- Los tubos por donde discurran los conductores de fase de un circuito determinado siempre llevarán también su correspondiente conductor de protección.
- Las conexiones se realizarán con soldadura aluminotérmica de alto punto de fusión y baja resistencia de contacto, o bien mediante elementos de presión mecánica que aseguren la correcta continuidad del circuito incluso con solicitaciones adversas mecánicas.
- Las instalaciones con diferentes niveles de tensión tendrán también conductores de protección diferentes.

7.4 Resistencia de paso a tierra

La finalidad última de una puesta a tierra es la de ofrecer un camino fácil hacia tierra para las corrientes que puedan surgir a causa del mal funcionamiento de una instalación. Un buen contacto permite el paso de la corriente eléctrica, mientras que un mal contacto lo dificulta; al valor que define la bondad de este contacto se le denomina *resistencia de paso a tierra*, $R\ (\Omega)$. Así resulta indispensable que, a la hora de dimensionar los electrodos sobre un terreno determinado, el valor de la resistencia de paso a tierras sea el menor posible y pueda mantenerse constante a lo largo de todo el año.

Las normas tecnológicas de la edificación nos determinan los valores máximos de la resistencia de paso a tierra para diversos casos:

- Edificios sin pararrayos..... $R < 80\Omega$
- Edificios con pararrayos..... $R < 15\Omega$
- Edificios con instalaciones especiales..... $R < 5\Omega$

La resistencia de paso a tierra se mide desde el punto de puesta a tierra, siendo por tanto la combinación de las resistencias de los electrodos más la de las líneas de enlace con tierra. Su medida se ve afectada por las variaciones que sufre el terreno a lo largo del año, coincidiendo con las variaciones climáticas que se producen. Entre los factores que más afectan a la variación del valor de la resistencia de puesta a tierra podemos citar la humedad, la salinidad, la estratigrafía del terreno, la temperatura, factores de origen eléctrico, etc.

7.5 Elementos que se deben conectar a la puesta a tierra

Según la NTE, a fin de conseguir una red equipotencial correcta dentro del edificio en contacto con tierra, se conectarán a tierra todos los elementos metálicos susceptibles de ponerse en tensión bajo ciertas circunstancias. Los elementos que se deben conectar a los puntos de puesta a tierra serán los siguientes:

- La instalación de pararrayos
- La instalación de antena colectiva de TV o FM
- Las estructuras metálicas y armaduras de muros y soportes de hormigón
- Las instalaciones de fontanería, gas, calefacción, depósitos, calderas, guías de aparatos elevadores y, en general todo elemento metálico importante
- Cuadro de contadores
- Caja general de protección
- Masas de las instalaciones eléctricas

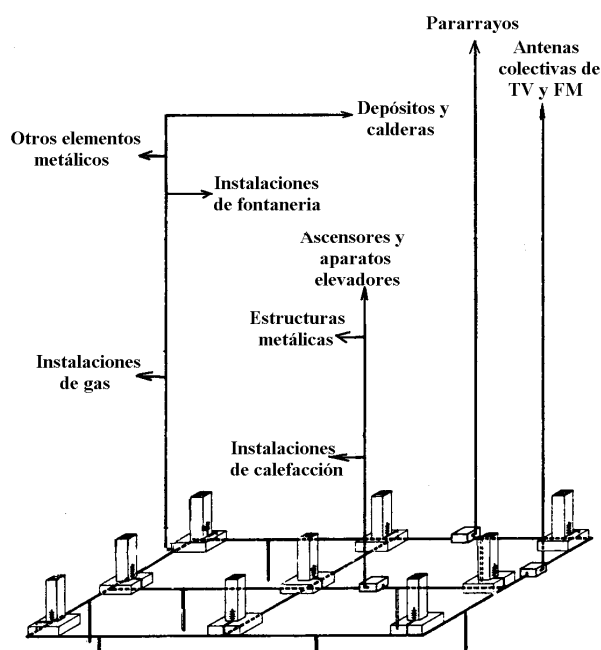


Fig. 7.12 Elementos más comunes que se deben conectar a una puesta a tierra

7.6 Tensión de paso y tensión de contacto

Estas dos tensiones son importantes a la hora de determinar los potenciales peligrosos ante una fuga a tierras.

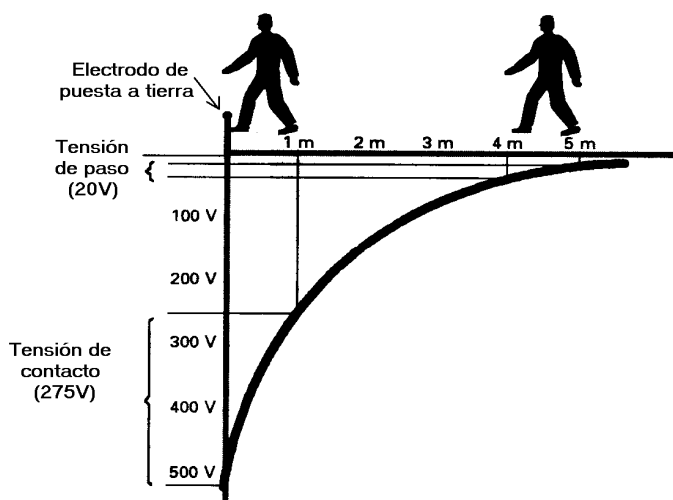


Fig. 7.13 Distribución del gradiente de potencial a partir de un electrodo de tierra

- Tensión de paso: es la diferencia de tensión que puede aparecer entre dos puntos del terreno adyacente a la puesta a tierra, separados una distancia de 1m (distancia de paso), ante una fuga a tierras. Se evitará que esta tensión alcance valores peligrosos para los seres humanos.
- Tensión de contacto: es la diferencia de tensión que puede aparecer entre dos puntos situados a 1m de distancia cuando existe una fuga a tierras, siendo estos puntos, la pica o el cable de enlace con tierra y el terreno a 1m de distancia.

7.7 Cálculo de la puesta a tierra

Ya se ha comentado que el valor de la resistencia de paso a tierra depende de tres factores:

- El terreno
- El electrodo
- Contacto electrodo-terreno

Por otra parte, también hemos visto que los valores máximos admitidos, en caso de corrientes de defecto, son:

- $R \leq 80 \, \Omega$ en edificios destinados a viviendas
- $R \leq 15 \, \Omega$ en edificios con pararrayos
- $R \leq 5 \, \Omega$ en instalaciones especiales

Para el cálculo teórico de la puesta a tierra, podemos emplear al menos tres procedimientos, que en la práctica quedan más limitados:

- Toma de tierra específica con pica, placa, etc.
- Toma de tierra en edificios con electrodos naturales
- Toma de tierra, conocido el valor de la resistencia de paso una vez se ha clavado la primera pica o placa

7.7.1 Toma de tierra específica con pica o placa

Este es uno de los métodos teóricos más utilizados y consiste en los siguientes pasos:

- Previamente se ha medido (como se explicará posteriormente) la resistividad del terreno, o en su caso, se ha utilizado para determinar el valor de esta resistividad la tabla aproximada de resistividades para diversos tipos de terrenos dada por el REBT.
- Identificaremos si el local que se debe poner a tierras dispone de pararrayos, de instalaciones especiales, etc. Con estos datos y según la NTE, conoceremos el valor máximo que puede presentar la resistencia de paso a tierra (80Ω , 15Ω o 5Ω).
- Realizaremos los cálculos determinados en la tabla, entrando con las fórmulas adecuadas (picas, placas, conductores enterrados). Como el valor de R ya ha sido prefijado, obtendremos el valor del perímetro $P(m)$ en el cálculo de placas, o la longitud $L(m)$, en el cálculo de picas o conductores enterrados.
- Conocido el valor del perímetro de la placa, o el valor de la longitud de la pica o del conductor enterrado, y conociendo los valores estándar de placas o picas (placas normales: 3 m de perímetro; picas normales: 2 m de longitud), obtendremos el número de placas, picas o metros de conductor enterrado, para la resistencia de paso de tierra pedida.
- Se determinará el precio más favorable, teniendo presente tanto el precio del material como también el precio de la mano de obra.
- Finalmente se irán realizando las medidas correspondientes cada vez que introduzcamos un nuevo electrodo, hasta obtener la resistencia deseada.
- Se elegirá la solución más adecuada de entre todas las propuestas.

Tabla 7.5 Fórmulas a aplicar para una correcta puesta a tierra

Electrodo	Resistencia de paso a tierra (Ω)
Placa enterrada	$R = 0.8 \cdot \frac{\rho}{P}$
Pica vertical	$R = \frac{\rho}{l}$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = \frac{2 \cdot \rho}{l}$
ρ = Resistividad del terreno en (Ωm) P = Perímetro de la placa en (m) l = Longitud de la pica o conductor en (m)	

7.7.2 Toma de tierra de un edificio

Para realizar este cálculo nos basaremos en la tabla dada por la NTE-IEP. Para poder entrar en esta tabla es necesario conocer unos datos previos:

- Longitud en metros del perímetro cubierto por la línea de enlace con tierra enterrada (siempre considerando cable desnudo), debajo de las cimentaciones del edificio.
- Naturaleza del terreno (afectará al valor de la resistividad del mismo).
- Análisis del edificio. ¿Posee o no pararrayos? Es decir, la resistencia de paso a tierra será como máximo de 80Ω , o bien de 15Ω , respectivamente.
- Se entra en la tabla y se determina el número de electrodos artificiales (picas) que se deben añadir al cable enterrado artificialmente.
- Siempre se escogerá el número de picas mayor si la longitud está entre dos valores de la tabla. Si la longitud de cable enterrado sobrepasa el máximo dado por la tabla, el número de picas a añadir será 0. Finalmente si la longitud del cable enterrado es inferior al valor mínimo dado por la tabla, se escogerá el número de picas de la última longitud dada en la tabla, recordando que es el número mínimo, por lo que se aconseja que se aumente la longitud del perímetro o el número de picas.

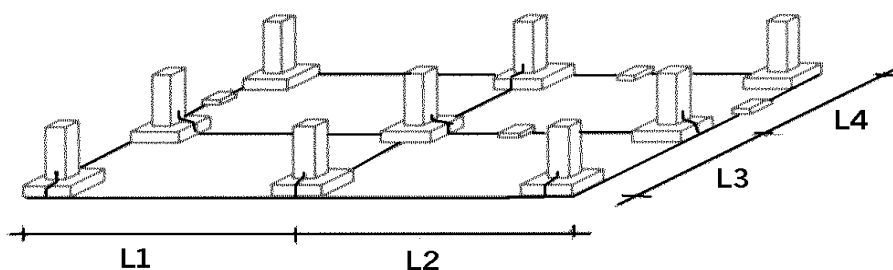


Fig. 7.14 Cable enterrado, conectado a los pilares, que bordea el perímetro de un edificio

7.7.3 Toma de tierra conocido el valor de la resistencia de paso una vez se ha clavado la primera pica o placa

Este es un método teórico aplicable solo en algunas situaciones, ya que necesita de unos condicionantes muy específicos. A continuación se enumeran algunas de las características que definen el método:

- La resistividad del terreno tiene que ser completamente conocida en toda la superficie en la cual vamos a realizar la puesta a tierra y mantenerse constante (esto es difícil, ya que aun en superficies pequeñas de terreno la resistividad puede sufrir amplias variaciones).
- Se determina la resistencia máxima que por las características del local le corresponde según la NET-IET ($80\ \Omega$, $15\ \Omega$ o $5\ \Omega$).
- Se clava la primera pica o placa. Se mide la resistencia de paso a tierra. Con el valor hallado en esta primera medición, podremos saber el número de picas o placas totales (suponiendo que la resistividad del terreno es constante en toda su superficie), ya que con dos picas o placas la resistencia de paso valdrá la mitad, con tres picas o placas valdrá un tercio de su valor total, etc.
- Cuando se alcance el valor de la resistencia de paso a tierra dada por las normas, tendremos el número total de picas o placas que se deben colocar.
- Para la elección final se tendrá presente no solo el precio de compra del material, sino también el precio de la mano de obra para su instalación.

7.8 Medición de la puesta a tierra

En este apartado se expondrá cómo medir la resistencia de puesta a tierra de una toma determinada, y asimismo cómo determinar la resistividad del terreno.

En todos los casos se han utilizado los elementos medidores que se indican en las figuras. Con otros elementos de medida, resultará imprescindible la consulta de sus catálogos para un correcto funcionamiento de los mismos.

7.8.1 Medición de la resistencia de puesta a tierra

Para realizar una correcta medida de la resistencia de paso a tierras pueden utilizarse dos métodos (con el material que se expone).

7.8.1.1 Principio de los cuatro hilos

Este método se basa en las actuaciones descritas a continuación y en el esquema posterior:

- Lavar las picas para la sonda y la toma de tierra auxiliar, como está representado en la figura, separándolas unos 20 m.
- Conectar la toma de tierra a las bornas “E” y “ES” del aparato por medio de dos cables de medida separados. Conectar la sonda a la borna “S” y la toma auxiliar a la borna “H”.
- Poner los interruptores “E” y “ES” en el estado de “abierto” (pulsadores en la posición, *sin pulsar*).
- Medir la resistencia de puesta a tierra.

- La resistencia de la línea de medida entre la toma de tierra y la borna “E” no se suma a la medida, con este tipo de montaje.
- Los cables de medida, con el fin de evitar derivaciones, deben estar bien aislados y no deberán cruzarse ni discurrir durante grandes distancias paralelos, con el fin de limitar al máximo la influencia de acoplamientos.

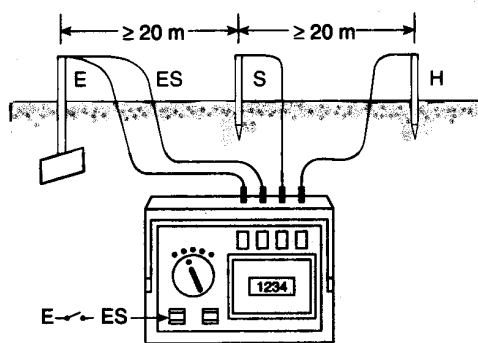


Fig. 7.15 Medida de la resistencia de puesta a tierra según el principio de los cuatro hilos

7.8.1.2 Principio de los tres hilos

Este método se basa en las siguientes actuaciones.

- Clavar las picas para la sonda y la toma de tierra auxiliar, como está representado en la figura, separadas unos 20 m.
- Conectar la toma de tierra a las bornas “E” y “ES” del aparato por medio de dos cables de medida separados. Conectar la sonda a la borna “S” y la toma auxiliar a la borna “H”.
- Poner los interruptores “E” y “ES” en el estado de “cerrado” (pulsadores en la posición de enclavados).
- Medir la resistencia de puesta a tierra.
- La resistencia de la línea de medida entre la toma de tierra y la borna “E” se debe sumar a la medida, con este tipo de montaje.
- Los cables de medida, con el fin de evitar derivaciones, deben estar bien aislados y no deberán cruzarse ni discurrir durante grandes distancias paralelos, con el fin de limitar al máximo la influencia de acoplamientos.

Su esquema de utilización es el mostrado en la siguiente figura:

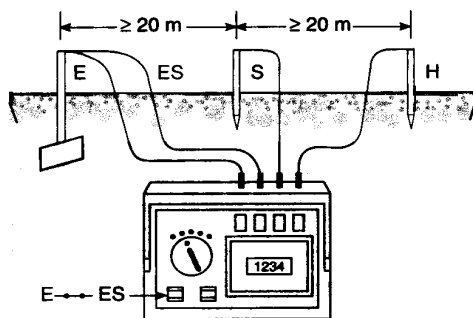


Fig. 7.16 Medida de la resistencia de puesta a tierra por el método de los tres hilos

7.8.2 Medición de la resistividad del terreno

El factor más importante en todo el proceso de cálculo de una correcta puesta a tierra consiste en la buena determinación de la resistividad del terreno, ya que ésta es muy superior a todas las otras resistencias que influyen en una instalación de puesta a tierra (cables, electrodos, soldaduras, etc.).

Para medir la resistividad del terreno no será suficiente con una sola medida, sino que será necesario efectuar varias de ellas, realizando una cuadrícula en toda la superficie del terreno propuesto para la puesta a tierra.

Una vez se han tenido presentes las dos consideraciones anteriores la medida pasará por:

- En una línea recta y a tramos con distancias “a” conocidas, clavar cuatro picas de tierra en el suelo y conectarlas al medidor de tierras según se indica en la figura.
- Calcular la resistencia específica de tierras aplicando la siguiente expresión.

$$\rho_e = 2 \cdot \pi \cdot a \cdot R \quad [7.4]$$

Donde:

a = Distancia entre las dos picas de tierra

R = Resistencia de tierra obtenida con el medidor de tierra

- La profundidad con que se clavan las picas no debe exceder de 1.2 de la distancia “a”.
- Existe el riesgo de mediciones erróneas, si en paralelo a la disposición de la medida discurren tuberías, cables u otras líneas metálicas subterráneas.

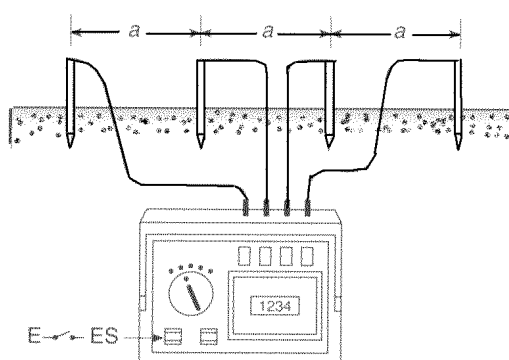


Fig. 7.17 Medida de la resistividad del terreno mediante el método Wenner

7.9 Emplazamiento y mantenimiento de la puesta a tierra

7.9.1 Emplazamiento de las puestas a tierra

Como conclusión a todo lo expuesto para la correcta instalación de una toma de tierra, recordamos que la parte más importante de toda la instalación es la correcta elección del terreno. Con un terreno mal conductor, la instalación de puesta a tierra siempre será mala, por más que utilicemos cables, picas, o soldaduras eficientes. En cambio con terrenos con bajas resistividades la instalación de puesta a tierra tiene asegurado un buen rendimiento.

Como elementos importantes, se han de tener presentes los siguientes:

- No colocar los electrodos a menos de 3 m de muros o rocas, ya que con distancias menores se impide la correcta disipación de las corrientes de fuga.
- No colocar electrodos en patios rodeados de muros por los cuatro lados.
- Los electrodos se situarán en aquella parte del terreno en la que la resistividad sea mínima y varíe poco con el paso del tiempo (orientaciones próximas al norte).
- Los electrodos de un edificio deberán instalarse debajo de las cimentaciones.
- Los empalmes, derivaciones y uniones deberán realizarse con soldadura aluminotérmica.
- No se instalarán electrodos en aquellos lugares donde puedan producirse corrientes telúricas o vagabundas.
- No se instalarán electrodos en las cercanías de cercas, alambradas, pozos, depósitos, etc., ya que el agua es mala conductora y los muros impiden la difusión de las corrientes de fuga.
- La distancia entre una puesta a tierra y un centro de transformación no será inferior a 15 m si el terreno es de baja resistividad.
- Se considerarán dos instalaciones de tierras como separadas (aisladas) cuando, habiéndose producido una descarga eléctrica de gran magnitud en una de ellas, esta descarga no produzca diferencias de potencial superiores a los 50 V en la otra toma de tierra.

7.9.2 Mantenimiento de las puestas a tierra

Para mantener dentro de unos valores aceptables prefijados la resistencia de paso a tierra, será necesario atender a dos requisitos básicos:

- Conservar el contacto electrodo-terreno
- Mantener y mejorar la conductividad del terreno

En cuanto al primer apartado: utilizar soldadura aluminotérmica, o mecanismos a presión mecánicos para las uniones; revisar el estado de picas, placas, cables, etc., y comprobar periódicamente su perfecto estado de conservación (una vez al año una revisión general y una vez cada 5 años, una revisión mucho más específica) serán aún los mejores métodos de mantenimiento que podamos ofrecer a las instalaciones de puesta a tierra.

Por el contrario, en cuanto a mantener o mejorar la conductividad del terreno, es posible con actuaciones adecuadas no sólo mantener la conductividad en unos valores determinados, sino que incluso estos valores pueden ser mejorados. Esto se consigue de dos formas:

- Aumentando la humedad del terreno
- Aumentando la concentración de sales o partículas metálicas en el terreno

En el primer caso, regando periódicamente la superficie ocupada por los electrodos, así como sus alrededores, se consigue mantener un nivel de humedad aceptable. También es posible conseguir este

fin añadiendo grasas en la parte superficial del terreno, lo que permitirá conservar el grado de humedad durante más tiempo.

En el segundo caso, se tendrá que tratar el terreno con elementos químicos, a fin de que resulte mejor conductor; estos productos pueden ser sales, abonos, geles, elementos electrolíticos, etc.

Uno de los sistemas más económicos y conocidos consiste en realizar una pequeña excavación por encima de los electrodos, seguidamente se añade sal común y se riega. Con este sistema las sales se van distribuyendo a medida que regamos la superficie, resultando un método sencillo y efectivo.

7.10 Revisión de las tomas de tierra

El REBT MIBT-039 indica: "Por la importancia que ofrece desde el punto de vista de la seguridad, cualquier instalación de toma de tierra, deberá ser obligatoriamente comprobada por los servicios oficiales en el momento de dar de alta la instalación para su funcionamiento".

La citada instrucción del REBT añade además: "Personal, técnicamente competente, efectuará esta comprobación anualmente en la época en que el terreno esté más seco. Para ello se medirá la resistencia de tierra, reparando inmediatamente los defectos que se encuentren. En los lugares en que el terreno no sea favorable a la buena conservación de los electrodos, éstos, así como también los conductores de enlace entre ellos hasta el punto de puesta a tierra, se pondrán al descubierto para su examen una vez, al menos, cada cinco años".

7.11 Cuestiones y problemas

Cuestiones

- 1 ¿Qué significa poner a tierra una instalación? ¿Por qué se realiza una puesta a tierra (indicar los motivos más importantes)?
- 2 ¿Qué materiales son susceptibles de conectar a tierra? ¿Qué instrucciones y normativas hacen referencia a la puesta a tierra dentro del REBT?
- 3 Indicar las partes que forman una puesta a tierra convencional (dar una breve explicación de cada una).
- 4 El terreno es uno de los elementos más importantes a tener presente en una correcta puesta a tierra. Indíquense los diversos factores que influyen en la resistividad del terreno.
- 5 Al efectuar una puesta a tierra en una zona fría, ¿cómo se evitará los efectos de las fuertes heladas? Las comprobaciones de la resistividad del terreno ¿en qué época se realizarán?
- 6 ¿Qué elementos forman la toma de tierra? ¿La línea de enlace con tierra también hace las veces de electrodo en alguna disposición?
- 7 ¿Qué es un electrodo? ¿Qué materiales se utilizan como electrodos y cuales son sus secciones? ¿Cómo afecta la composición química del terreno en la elección del material constitutivo del electrodo?
- 8 Enumerar los electrodos más utilizados, indicando sus características más representativas.
- 9 Los electrodos naturales tipo malla, ¿qué características deberán cumplir? ¿Cómo se realizará su unión con la línea de enlace con tierra?
- 10 ¿De cuántas formas puede instalarse una pica? ¿Qué elementos forman una pica? ¿Cómo se calcula el valor de la resistencia de paso a tierra de una pica?

- 11 ¿De cuántas formas puede instalarse una placa? ¿Qué elementos forman una placa? ¿Cómo se calcula el valor de la resistencia de paso a tierra de una placa?
- 12 ¿Cómo se instala un conductor enterrado? ¿Cómo se calcula el valor de la resistencia de paso a tierra de un conductor enterrado?
- 13 La línea de enlace con tierra, ¿qué características, secciones, materiales y formas de instalación adoptará para cada tipo de electrodo (malla, pica, placa, conductor enterrado)?
- 14 Los puntos de puesta a tierra, ¿qué funciones realizan? ¿Qué partes de la instalación de puesta a tierra unen?
- 15 Enumerar los puntos de puesta a tierra mínimos de los que debe constar una instalación de un edificio ¿Qué características deberá reunir la arqueta del punto de puesta a tierra?
- 16 Definir: línea principal de tierras (indíquense las secciones, materiales y formas de unión).
- 17 Definir: línea secundaria de tierras y conductores de protección (indíquense las secciones, materiales y formas de unión de cada una de las líneas anteriores).
- 18 ¿Qué elementos de un edificio deben conectarse a tierra?
- 19 La norma tecnológica de la edificación recomienda unos valores máximos para la resistencia de paso a tierra. ¿Cuáles son estos, y cuándo se aplican?
- 20 En un edificio previsto de pararrayos, ¿cuál es el valor mínimo de la sección de la línea de enlace con tierra? ¿Y en el caso de la instalación de antenas? Indíquense asimismo los materiales utilizados y el número de cables que forman las citadas redes conductoras.
- 21 ¿Con qué propósito se realiza una red equipotencial conectada a tierra? ¿Cuáles son los elementos a conectar a una red equipotencial? ¿Se deben conectar a esta red las tuberías que transporten materiales peligrosos, como gases o líquidos inflamables? ¿Y sus correspondientes depósitos, se conectarán asimismo a tierra?
- 22 ¿Qué se entiende por resistencia de paso a tierra? ¿Y por tensión de paso a tierra? ¿Y por tensión de contacto a tierra?
- 23 La ley establece unos periodos máximos para realizar las revisiones y comprobaciones de las instalaciones de puesta a tierra. ¿Cuáles son estas comprobaciones y con qué periodicidad se realizan?
- 24 ¿Cuál es la sección de un conductor de protección en un circuito para la cocina eléctrica en una instalación de grado de electrificación elevada? ¿Y para los equipos de calefacción o climatización?
- 25 ¿Cuál es el valor máximo de la tensión de contacto que se permite en locales secos, húmedos y locales mojados ó sumergidos?
- 26 ¿Cuáles son los factores a tener presentes a la hora de realizar un correcto mantenimiento de una puesta a tierra?
- 27 ¿Qué requisitos o condicionantes se tendrán en cuenta a la hora de escoger el emplazamiento de una toma de tierra?
- 28 Indicar algún dispositivo o método para realizar la medida de la resistencia de paso a tierra en una instalación de puesta a tierra.

Problemas

- 1 ¿Cuál será la resistencia de paso a tierra de seis picas de 2 m de longitud colocadas en paralelo, en un terreno con una resistividad aparente de $100 \Omega \cdot m$?
- 2 Determínese la resistencia de paso a tierra de un cable enterrado bajo la cimentación de un edificio de 60 m de perímetro. El cable esta unido haciendo anillo y la resistividad aparente del terreno es de $468 \Omega \cdot m$.
- 3 Calcule la resistencia de paso a tierra de una luminaria que esta puesta a tierra mediante una placa maciza de 1m por 0.5 m (2 mm de espesor), de cobre recocido, en un terreno de $185 \Omega \cdot m$ de resistividad aparente.

- 4 Si un terreno dispone de una resistividad aparente de $685 \Omega \cdot m$, ¿cuántos metros de cable de 35 mm^2 de sección se deberán enterrar en una zanja para obtener una resistencia de paso a tierra apropiada para un edificio dotado de ordenadores?
- 5 ¿Cuántas picas colocadas en paralelo se necesitarán para cumplir con los requisitos del punto anterior? ¿Y si la instalación se realiza mediante placas? Indicar también el número necesario de las mismas (indicar la distancia entre picas, y entre placas).
- 6 Hallar el número de picas necesario en un edificio de 135 m de perímetro (igual a la longitud de cable enterrado), dispuesto sobre un terreno de calizas agrietadas. El edificio posee pararrayos (indicar la distancia entre picas).
- 7 Hallar el número de picas necesario en un edificio de 170 m de perímetro (igual a la longitud de cable enterrado), dispuesto sobre un terreno de grava y arena silíceas. El edificio no posee pararrayos (indicar la separación entre picas).
- 8 Realizar el cálculo aproximado del número de picas o placas que vamos a necesitar para obtener una resistencia de paso a tierras adecuada para una vivienda dotada de ordenadores. El terreno donde se asienta la vivienda está formado por humos y limos. ¿Cómo se colocarán las picas o placas?
- 9 En un edificio sin malla de tierra, se desea instalar una toma de tierra por medio de picas. Como máximo la resistencia de paso a tierras será la determinada por las NTE, para edificios sin pararrayos. Se clava la primera pica y comprobando con el medidor la resistencia de paso a tierra, ésta ofrece un valor de 456Ω . ¿Cuántas picas más deberemos colocar en paralelo? ¿Cómo se colocarán las picas?
- 10 Queremos realizar la instalación de una puesta a tierra de una oficina dotada de ordenadores. El terreno está compuesto de margas y arcillas compactas. ¿Qué solución será la más económica con los datos siguientes?

• Precio placas	6500 ptas/unidad
• Precio picas	4500 ptas/unidad.
• Tiempo colocación placas	1.3 h/unidad.
• Tiempo colocación picas	0.6 h/unidad.
• Precio mano de obra	2500 ptas/h.

IV Máquinas eléctricas y regulación de la tensión en los sistemas de potencia

Presentación

Con este cuarto módulo, formado por dos capítulos, se completa el estudio técnico de la materia. Concretamente, en el capítulo VIII se realiza un exhaustivo estudio del transformador, en representación de las restantes máquinas eléctricas. El transformador como máquina estática resulta de más fácil comprensión, facilitándonos los diagramas del mismo, así como los ensayos de vacío y cortocircuito, el conocimiento de los principios básicos de las restantes máquinas eléctricas. Del transformador se detallarán los principios de funcionamiento, tanto del transformador ideal como del real, así como sus circuitos equivalentes, para finalizar con la exposición de los diversos ensayos a realizar y con los problemas y soluciones a adoptar para reducir la caída de tensión de los mismos.

Por su parte, el capítulo IX trata de la regulación de la tensión en los sistemas de distribución de energía eléctrica. Es uno de los capítulos más importantes de la obra, ya que permite al lector acometer los cálculos que permiten regular la energía que pasa por una línea eléctrica, modificar su factor de potencia, eliminar los armónicos o simplemente aprovechar la línea de forma más racional. Todas estas funciones están encaminadas a conseguir una correcta utilización de los sistemas de compensación actuales, por lo que resulta de suma importancia su estudio previo, así como su correcta elección a la hora de ser aplicados.

Como ya se ha indicado, con este módulo se completa la parte más técnica de la obra, sirviendo por tanto de baremos para la evaluación de todo lo aprendido. De alguna forma, con este módulo se intenta llevar a la práctica (cálculos) todas las magnitudes, parámetros y diagramas dados a lo largo de la obra, aprendiéndose, asimismo, las técnicas para la compensación de energía reactiva, tan importantes en la actualidad a la hora de cumplir con los cada vez más restrictivos requisitos legales establecidos por las leyes referentes al transporte de la energía eléctrica. También en este módulo se introducen las máquinas eléctricas (representadas por el transformador), ya que no puede darse por completo el estudio de la energía eléctrica sin la comprensión de las máquinas que son capaces de generarla, transportarla o consumirla.

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 VIII: Máquinas eléctricas. Transformadores

- Capítulo IX: Regulación de la tensión en líneas aéreas

Objetivos

Máquinas eléctricas. Transformadores

- Introducir al alumno a los principios básicos de las máquinas eléctricas.
- Consideraciones generales a tener presentes en la construcción de las máquinas eléctricas.
- Saber los principios de funcionamiento de los transformadores ideales, tanto en carga, como en vacío.
- Conocer el funcionamiento del transformador real, tanto en carga como en vacío.
- Entender la necesidad de los circuitos equivalentes.
- Saber construir el circuito equivalente de un transformador, así como saber calcular todos sus parámetros.
- Identificar los diversos circuitos equivalentes posibles, así como la necesidad de aplicar cada uno de ellos en las circunstancias más adecuadas.
- Razonar el porqué de los ensayos de las máquinas eléctricas.
- Identificar y saber realizar el ensayo de vacío. Obtención de los parámetros a él asociados.
- Entender el ensayo de cortocircuito. Obtención de los parámetros característicos mediante este ensayo.
- Saber obtener el circuito equivalente del transformador mediante los parámetros obtenidos con los ensayos de vacío y de cortocircuito.
- Entender el concepto de caída de tensión de una máquina eléctrica.
- Aplicar formas para disminuir la caída de tensión.

Regulación de la tensión en líneas aéreas

- Comprender la necesidad de la regulación de la tensión en los sistemas eléctricos.
- Saber calcular las condiciones eléctricas en una línea conocidos sus parámetros al principio de la misma.
- Calcular las condiciones eléctricas de una línea, conocidos sus parámetros al final de la misma.
- Cálculo de las condiciones eléctricas de una línea, conocidos sus parámetros de forma combinada.
- Conocer el cálculo aproximado de la caída de tensión en líneas cortas.
- Flujo de potencia en las líneas eléctricas.
- Saber la regulación de la tensión en los sistemas eléctricos.
- Cálculo de las potencias reactivas de compensación a colocar en paralelo.
- Conocer los diversos tipos de compensación existentes modificando la carga.
- Saber los diversos tipos de compensación existentes sin modificar la carga.
- Conocer las ventajas e inconvenientes de los sistemas de compensación de energía.
- Potencia reactiva de compensación.
- Saber resolver un problema de compensación de energía reactiva, con la correspondiente mejora del factor de potencia.

8 Transformadores

8.1 Introducción

No siempre coinciden los lugares de generación y consumo de energía eléctrica, más bien ocurre lo contrario: donde existen yacimientos de carbón o recursos hidráulicos (normalmente en zonas montañosas aptas para la creación de embalses) no suelen existir grandes aglomeraciones urbanas, resultando indispensable el transporte de esta energía en ocasiones a grandes distancias. El transporte de energía eléctrica, como se indicó en los primeros capítulos, conlleva unas pérdidas inherentes de energía, que dependen de la resistencia y de la intensidad que circula por los conductores, a estas pérdidas se les denomina *pérdidas Joule* debido al científico que las estudió y formuló. En concreto, la potencia disipada en un conductor de resistencia R por el que circula una corriente alterna de intensidad I_e es: $P = I_e^2 \cdot R$

Si se desea reducir las pérdidas energéticas del transporte, puede optarse entre dos opciones: disminuir la resistencia del conductor que transporta la corriente o disminuir la intensidad que circula por el mismo.

La primera opción se consigue, o bien cambiando el material constructivo de las líneas (solución difícil ya que esto representaría el uso de materiales más conductores con un gran coste), o bien aumentando la sección del conductor, lo que implica un aumento del coste de la instalación al aumentar la cantidad de metal a utilizar y ser mayor el peso que tendrán que soportar las torres de las líneas de transmisión.

La segunda opción, disminuir la intensidad que circula por los conductores, puede conseguirse aumentando la diferencia de potencial en las líneas de conducción, ya que la potencia que transporta una línea eléctrica es $P = V \cdot I$, de modo que para cierto valor de potencia, cuanto mayor sea la tensión V , más pequeña será la intensidad, consiguiéndose una disminución de la potencia disipada.

El hecho de disminuir la intensidad obliga a realizar el transporte de energía eléctrica a una tensión o potencial muy elevado (para mantener constante el valor de la potencia), de lo que resultan aisladores mayores. Una vez en el lugar de consumo, esta energía (a alto potencial) resultaría peligrosa, siendo necesario reducirla hasta alcanzar valores normales de consumo, lo que conlleva un aumento de la intensidad para seguir manteniendo la potencia constante.

La facilidad con la que pueden modificarse las tensiones e intensidades en alterna sin sufrir apenas pérdidas, frente a las dificultades de hacer lo propio con suministros en continua, fue una de las principales razones que impulsó el uso de la energía alterna trifásica senoidal.

El dispositivo que permite modificar la tensión e intensidad de un suministro en alterna se denomina *transformador*. El transformador es una máquina eléctrica basada en el fenómeno de la inducción

mutua y destinado para transformar la tensión de una corriente alterna, pero conservando la misma frecuencia y potencia. El transformador más simple consta de un núcleo de acero y dos devanados aislados, tanto del núcleo como entre sí.

Los generadores o alternadores de las centrales eléctricas suelen producir energía eléctrica cuya tensión no excede de los 20kV o 25kV. Esta tensión, demasiado pequeña para el transporte de grandes potencias, se eleva mediante transformadores (elevadores), hasta alcanzar valores de hasta medio millón de voltios. Una vez en el lugar del consumo, se reduce la tensión, utilizando nuevamente transformadores (reductores), para volver a valores de tensión no peligrosos para el consumo.

8.2 Consideraciones generales

Para comprender todos los fenómenos que permitirán al transformador realizar sus funciones adecuadamente, es indispensable conocer la construcción básica de un transformador elemental.

Primeramente se construirá el núcleo, que estará formado por chapas magnéticas con o sin grano orientado. Estas chapas se disponrán juntas hasta conseguir el espesor del núcleo deseado. No suelen construirse núcleos macizos, ya que en ellos por histéresis o foucault se producirían unas pérdidas del todo inaceptables. El núcleo adquiere consistencia gracias a la unión de las chapas, la cual puede realizarse de muy diversas formas; para un pequeño transformador como el del ejemplo, es suficiente con unos tornillos colocados en los extremos o vértices de las chapas que aseguren su unión con el paso del tiempo.

El otro elemento importante son los bobinados (primario y secundario). Para su construcción, primeramente se aislará la zona donde vayan a colocarse, ya que aunque estos bobinados se realizan con hilo de cobre esmaltado y por tanto aislado, un contacto accidental de estos hilos con el núcleo supondría un cortocircuito peligroso para el transformador.

Se aislará, pues, la zona de los bobinados con material eléctricamente no conductor resistente a las altas temperaturas que puedan producirse cuando el transformador funcione a pleno rendimiento. Una vez colocado el aislador se procederá a construir el bobinado, realizándose para ello capas superpuestas de hilo, entre cada capa es aconsejable la colocación de un papel fino y resistente o similar para prevenir posibles contactos entre las distintas capas e incluso la colocación de estos aisladores permite una distribución más uniforme de los hilos de cobre.

Una vez construido el transformador, cada bobinado estará perfectamente aislado del núcleo y por tanto también aislado del otro bobinado, no existiendo ningún tipo de continuidad eléctrica entre núcleo y bobinados o entre los dos bobinados. La transmisión de energía eléctrica se deberá efectuar, pues, por otros medios, como por ejemplo los electromagnéticos.

Con este elemental transformador construido, veamos como responde si se conecta en corriente continua o bien en alterna.

Si conectamos al primario del transformador a tensión continua (invariable con el tiempo), como el bobinado posee resistencia, por el mismo, y según la ley de Ohm, circulará una intensidad que, dadas las características de la tensión y recordando que la resistencia tampoco variará su valor, también será continua.

$$I = \frac{U}{R} \quad \text{Recordando que la resistencia es} \quad R = \rho \frac{L}{S} \quad [8.1]$$

Donde:

- I = Intensidad que circula por el devanado en amperios (A)
- U = Tensión en bornes del devanado en voltios (V)
- R = Resistencia que ofrece el hilo de cobre en Ω
- ρ = Resistividad del cobre en ($\rho \text{ mm}^2/\text{m}$). Este valor depende del material y de la temperatura
- L = Longitud del hilo en m
- S = Sección del hilo en mm^2

La corriente al circular por el bobinado creará una fuerza magnetomotriz, que dependerá del valor de la intensidad y del número de espiras o vueltas que formen cada bobinado. Esta tensión magnética dividida por la reluctancia o resistencia del núcleo de hierro creará un flujo según la ley de Hopkinson, que también será constante.

$$\Theta = N_1 \cdot I_1 \quad \text{Esta fuerza magnetomotriz dará lugar a un flujo} \quad \phi = \frac{\Theta}{\mathfrak{R}} \quad [8.2]$$

Como la reluctancia depende del tipo de material y de las dimensiones físicas del núcleo, ésta puede considerarse constante, así pues, con una tensión continua existirá una intensidad continua que producirá un flujo continuo. Este flujo no variará con el tiempo, no existiendo, según la Ley de Faraday-Lenz, tensión o fuerza electromotriz inducida en las bobinas del secundario.

$$e_{ind} = -N_2 \frac{\partial \phi}{\partial t} = 0 \quad [8.3]$$

Esta deducción nos lleva a una conclusión importante: con corriente continua si se produce flujo magnético que concatena los bobinados primarios con los secundarios del transformador, pero al ser un flujo continuo, invariable con el tiempo, no se generará tensión inducida en la salida del segundo bobinado, es decir, el transformador no funcionará. Concluyéndose que no pueden existir transformadores en corriente continua.

Si el transformador se conecta en tensión alterna, y aplicando las mismas fórmulas, se producirá corriente alterna al pasar por el devanado primario, esta corriente alterna creará un flujo magnético alterno que enlazará con las espiras del devanado secundario e inducirá en éstas una f.e.m. Puesto que el flujo magnético es alterno, la f.e.m. inducida en el devanado secundario del transformador será también alterna y su frecuencia será igual a la de la corriente en el devanado primario. El flujo magnético alterno que pasará por el núcleo del transformador intersectará no sólo en el devanado secundario, sino también con el devanado primario del transformador, lo que provocará que en el devanado primario se induzca también una f.e.m.

$$e_{ind} = -N_2 \frac{\partial \phi}{\partial t} \neq 0 \quad [8.4]$$

Con tensión alterna sí existe el transformador.

Las magnitudes de las f.e.m. que se inducen en los devanados de los transformadores dependen de la frecuencia de la corriente alterna, del número de espiras en cada devanado y de la magnitud del flujo magnético en el núcleo. Para una frecuencia y un flujo magnético determinado, la magnitud de la f.e.m. de cada devanado depende sólo del número de espiras del mismo. Esta relación entre las magnitudes de la f.e.m. y los números de espiras de los devanados del transformador puede expresarse con la fórmula: $E_1 / E_2 = N_1 / N_2$

Así pues, un transformador elemental estará constituido por un núcleo de hierro dulce con dos arrollamientos (bobinas), de N_1 y N_2 espiras respectivamente. Uno de estos arrollamientos se conectará a la corriente cuya tensión desea modificarse y se denomina *primario*, mientras que el otro bobinado constituye la salida de la tensión transformada, denominándose *secundario*. Según sea el número de espiras del primario mayor o menor que el número de espiras del secundario, el transformador actuará como reductor o elevador de la tensión. Si $N_1 > N_2$, entonces $V_1 > V_2$ y $I_1 < I_2$, el transformador reduce la tensión aumentando el valor de la intensidad y viceversa, permitiendo así reducir las pérdidas que se producen en el transporte de energía.

En resumen, los transformadores son los enlaces entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión, así como entre líneas de diferentes niveles de tensión. No debe olvidarse que las líneas de transmisión operan a voltajes nominales de hasta 500 KV de línea, mientras que los generadores raramente pasan de los 15-25 KV. Finalmente, los transformadores también disminuyen los voltajes hasta los niveles de distribución requeridos para uso normal 380/220 V, siendo altamente eficientes (el rendimiento se aproxima al 100%) y muy fiables. Últimamente, se ha ampliado el campo de usos de los transformadores, ya que aparte de modificar el factor de potencia y la potencia activa, se les hace trabajar para incidir también en los flujos de potencia reactiva y aparente.

La nomenclatura es: E_1 y $E_2 = f.e.m.$ de los devanados primario y secundario; N_1 y $N_2 =$ números de espiras de los devanados primario y secundario. Los voltímetros V_1 y V_2 , conectados a los bornes de los devanados primario y secundario, nos indicarán las tensiones U_1 y U_2 de estos devanados. Si designamos con U_2 la tensión del devanado secundario durante el funcionamiento en vacío, puede decirse que: $U_1 \approx E_1$ y $U_2 \approx E_2$.

En la práctica, la diferencia entre las f.e.m. y las tensiones es tan pequeña que la relación entre las tensiones y los números de espiras de ambos devanados puede expresarse como: $U_1/U_2 \approx N_1/N_2$. De aquí se deduce que cuantas veces el número de espiras en el devanado primario sea mayor (o menor) que el número de espiras del devanado secundario, tantas veces será la tensión del devanado primario mayor (o menor) que la del devanado secundario.

La diferencia entre la f.e.m. y la tensión en el devanado primario del transformador se hace particularmente pequeña cuando el devanado secundario está abierto y la corriente en éste es igual a cero (marcha en vacío). En estas condiciones, por el devanado primario pasará solamente una corriente insignificante denominada corriente de vacío. En este caso, la tensión en los bornes del devanado secundario será igual a la f.e.m. que se inducirá en el mismo. El número que indica cuántas veces la tensión en el devanado primario es mayor (o menor) que la tensión en el devanado secundario se denomina *relación de transformación* del transformador y se designa con la letra m ($m = U_1/U_2 = N_1/N_2$). Las corrientes nominales de los devanados se adoptan iguales a los cocientes de la división de la potencia nominal del transformador por las tensiones nominales correspondientes.

8.2.1 Aplicaciones

Existen unas aplicaciones básicas para la utilización de los transformadores de tensión:

- Transporte de energía eléctrica: gracias a su capacidad de transformar los parámetros de tensión e intensidad, con la consiguiente reducción de las pérdidas por efecto Joule. Existirán dos transformadores, uno al principio de línea, para la elevación del potencial (transformador elevador), y uno al final de línea, para la reducción del mismo (transformador reductor).

- Interconexión de líneas eléctricas a diferentes niveles de tensión: por su capacidad de transformar los niveles de tensión, los transformadores son ideales para interconectar líneas a diferente nivel de tensión, dando para todas ellas una salida común.
- Variar los flujos de potencia activa, reactiva, y aparente.
- Variar los valores de la intensidad, tanto en módulo, como en ángulo (desfase).
- Protección de circuitos separados galvánicamente, etc.

Los transformadores de intensidad también disponen de unas aplicaciones específicas:

- Los transformadores de corriente se utilizan para la medición y el control de corrientes alternas (50/60 Hz) en circuitos de potencia.
- Como sensores de corriente para activar sistemas de protección frente a sobrecargas e infracciones en: conversores de potencia, inversores, puentes rectificadores, motores, sistemas de alimentación ininterrumpida (S.A.I).
- Como sensores de corriente en instrumentación, *aparamenta* eléctrica y en equipos eléctricos de medida, regulación y control.

La designación actual de los diferentes tipos de transformadores pasa por:

- Monofásico
- Trifásico
- Con refrigeración por aire (seco)
- De aceite con refrigeración natural por aire
- De aceite con refrigeración artificial por aire (ventilado)
- De tres devanados (un devanado primario y dos secundarios por fase)
- De pararrayos (dispone de protección aislada contra cargas disruptivas)

8.3 Principio de funcionamiento del transformador transformador ideal y real

Antes de iniciar el estudio de los transformadores es importante conocer la nomenclatura y los términos utilizados para designar las diferentes magnitudes y funciones del transformador. Los subíndices n indican valores nominales; los subíndices 1 y 2 denominan las magnitudes del primario y secundario respectivamente.

La potencia aparente nominal de un transformador monofásico es el producto de su tensión nominal primaria por la corriente nominal correspondiente (es un valor convencional de referencia). Para los transformadores trifásicos se designará en función de los valores de línea (es decir, multiplicando por $\sqrt{3}$ las tensiones de fase):

$$S_n = \sqrt{3} V_{1n} I_{1n} = \sqrt{3} V_{2n} I_{2n} \quad [8.5]$$

La potencia nominal, junto con las tensiones nominales, fija las capacidades de corriente de los devanados del transformador (son los valores para los cuales el transformador ha sido proyectado).

Las pérdidas en el cobre dependen de la magnitud de la corriente e inciden en el calentamiento de los arrollamientos, que trabajando con valores superiores a los nominales, suelen acortar drásticamente la vida de los aislantes. Los transformadores pueden llegar a tener más de una potencia nominal, según se utilice o no refrigeración forzada, o dependiendo de la altitud de la zona en la que vaya a trabajar la

máquina (a mayor altitud menor presión y temperatura). Los términos nominal y plena carga son sinónimos.

Consideremos el transformador monofásico de la figura 6.1, constituido por un núcleo magnético real de permeabilidad finita, que presenta una pérdidas en el hierro P_{Fe} , y unos arrollamientos primario y secundario con un número de espiras N_1 y N_2 respectivamente. Supondremos que el transformador se alimenta por el devanado de tensión más elevada, es decir, se considera que la máquina va a trabajar como transformador reductor.

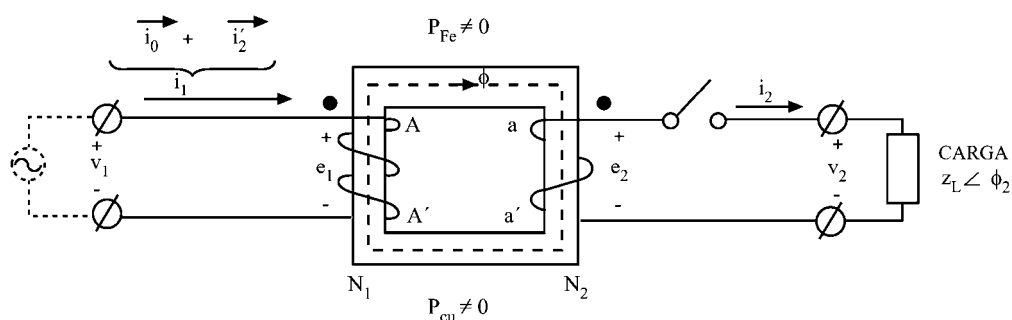


Fig. 8.1 Transformador monofásico elemental ideal

Los convenios de signos adoptados para las corrientes y tensiones de la figura anterior corresponden al sentido normal de transferencia de la energía, es decir:

- El primario constituye un receptor respecto a la fuente de alimentación (la red), lo que significa que este devanado absorbe una corriente y una potencia y desarrolla una f.c.e.m. (fuerza contraelectromotriz).
- El secundario se comporta como un generador respecto a la carga conectada en sus bornes, suministrando una corriente y una potencia. Siendo a su vez receptor de una f.e.m. inducida por el flujo magnético del primario.

Para empezar, vamos a suponer que se cumplen las siguientes condiciones ideales, para poder comprender mejor el funcionamiento del transformador, sin que las imperfecciones reales de la máquina enmascaren los fenómenos físicos más importantes.

- Los devanados primario y secundario disponen de resistencias óhmicas despreciables: no hay pérdidas por efecto Joule y no existen caídas de tensiones resistivas en el transformador. En condiciones reales estas resistencias serán pequeñas pero no nulas.
- No existen flujos de dispersión: todo el flujo magnético está confinado al núcleo y enlaza ambos devanados. En el transformador real existirán pequeñas partes del flujo total que solamente atravesarán cada uno de los arrollamientos, son los flujos de dispersión que completarán su circuito a través del aire.

8.3.1 Transformador ideal trabajando en vacío

Con estas suposiciones vamos a empezar el estudio del transformador ideal en vacío. Al aplicar una tensión alterna V_1 al primario, por él circulará una corriente alterna, que a su vez producirá un flujo

alterno en el núcleo, cuyo sentido vendrá determinado por la ley de Ampère aplicada a este arrollamiento. En la figura 6.1, se muestran los sentidos positivos de la corriente y el flujo. Debido a la variación periódica del flujo se crearán unas f.e.m.s. inducidas en los arrollamientos, que de acuerdo con la ley de Faraday, responderán a las ecuaciones:

$$e_1 = N_1 \frac{d\Phi}{dt} \quad \text{y} \quad e_2 = N_2 \frac{d\Phi}{dt} \quad [8.6]$$

En la figura 6.1, se indican las polaridades de las f.e.m.s. para que estén de acuerdo con la ley de Lenz de oposición al cambio de flujo (todo efecto se opone a la causa que lo produce). Realmente e_1 representa una f.c.e.m. porque se opone a la tensión aplicada V_1 y limita la corriente del primario. La polaridad asignada a e_2 tiene en cuenta que al cerrar el interruptor S del secundario se tendería a producir una corriente i_2 en el sentido mostrado en la figura, de tal modo que al circular por el devanado secundario daría lugar a una acción contraria sobre el flujo primario, como así lo requiere la ley de Lenz (aplicar la ley de Ampère a este arrollamiento). No se incluye el signo menos en las expresiones anteriores, porque ya se ha tenido en cuenta el mismo cuando se han señalado las polaridades de las f.e.m.s.

También se observa que los terminales superiores de los devanados primario y secundario tienen, en el instante indicado, una polaridad positiva respecto de los otros. Existe un modo para identificar estos bornes homólogos: se considera un sentido de flujo positivo en el núcleo, y a continuación se señalan con un punto aquellos extremos de los arrollamientos por los que hay que introducir corriente para obtener los citados flujos de sentido positivos. Obsérvese que en el caso de la figura 6.1, si se considera un flujo positivo con sentido de giro hacia la derecha, se tendrá que introducir corriente por los terminales superiores para que se originen flujos de sentido positivo, teniendo en cuenta la ley de Ampère.

Además, los terminales se han señalado siguiendo las normas CEI (Comité Electrotécnico Internacional), que recomiendan que se designen terminales de la misma polaridad con la misma letra, utilizando mayúsculas para el lado de A.T. y minúsculas para el lado de B.T., los extremos positivos se indican A-a y los negativos con A'-a' (si el transformador es trifásico en emplean las letras B y C para las otras fases). Estos convenios presentan la ventaja de conocer las polaridades de los devanados sin necesidad de tener en cuenta los sentidos de los arrollamientos en el núcleo del transformador.

Una vez designados los sentidos de las f.e.m.s. y de las corrientes en el transformador, interesa conocer las relaciones existentes entre las tensiones, los flujos y las f.e.m.s. Si aplicamos la 2ª ley de Kirchhoff al circuito de la figura 9.1, teniendo en cuenta que los devanados son ideales, obtenemos:

$$v_1 = e_1 = N_1 \frac{d\Phi}{dt} \quad [8.7]$$

$$v_2 = e_2 = N_2 \frac{d\Phi}{dt} \quad [8.8]$$

Partiendo de un flujo senoidal de la forma:

$$\Phi = \Phi_m \sin \omega t = \Phi_m \cos (\omega t - 90^\circ) \quad [8.9]$$

Y substituyéndolo en las expresiones anteriores, obtendremos:

$$v_1 = e_1 = N_1 \omega \Phi_m \cos \omega t \quad [8.10]$$

$$v_2 = e_2 = N_2 \omega \Phi_m \cos \omega t \quad [8.11]$$

Lo que indica que las tensiones y f.e.m.s. van adelantadas 90° respecto al flujo, siendo sus valores eficaces:

$$V_1 = E_1 = \frac{N_1 \omega \Phi_m}{\sqrt{2}} = 4,44 f N_1 \omega_m \quad [8.12]$$

$$V_2 = E_2 = \frac{N_2 \omega \Phi_m}{\sqrt{2}} = 4,44 f N_2 \omega_m \quad [8.13]$$

Dividiendo entre sí las ecuaciones anteriores resulta:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad [8.14]$$

Donde el factor m se denomina relación de transformación. De este modo, en un transformador ideal, la relación de tensiones coincide con la relación de espiras que, en definitiva, es la relación transformación.

Si el interruptor S de la figura 6.1 está abierto, el transformador funciona sin carga (en vacío), comportándose el primario como una bobina con núcleo de hierro. Este tipo de circuito puede representarse como un circuito paralelo formado por una resistencia (que representa las pérdidas en el hierro) más una bobina (que representa el efecto inductivo de la creación de flujo). En este caso, el transformador absorberá una corriente de vacío i_0 . La corriente i_0 forma un ángulo Φ_0 con la tensión aplicada V_1 , de forma que la potencia absorbida en vacío, denominada P_0 , será igual a las pérdidas en el hierro P_{Fe} , cumpliéndose:

$$P_0 = P_{Fe} = V_1 \cdot I_0 \cdot \cos \omega_0 \quad [8.15]$$

Donde V_1 e I_0 representan los valores eficaces de la tensión y de la corriente respectivamente.

La corriente I_0 tiene dos componentes, una activa I_{Fe} y otra reactiva I_μ . En la figura 6.2, se representa el diagrama fasorial de un transformador ideal en vacío, adoptándose como referencia la tensión aplicada V_1 .

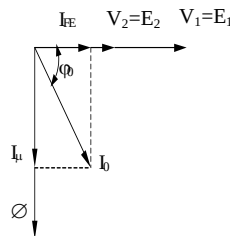


Fig. 8.2 Diagrama fasorial de un transformador ideal en vacío

8.3.2 Transformador ideal trabajando en carga

Cuando se cierra el interruptor S de la figura 6.1, el transformador funcionará en carga, apareciendo por el circuito secundario una corriente i_2 , que retrasa Φ_2 de la f.e.m. E_2 :

$$I_2 = \frac{E_2}{Z_L} = \frac{E_2 \angle 0^\circ}{Z_L \angle \Phi_2} = \frac{E_2}{X_L} \angle -\Phi_2 \quad [8.16]$$

Al circular i_2 por el devanado secundario se produce una f.m.m. desmagnetizante $N_2 i_2$ que se opone a la f.m.m. primaria existente $N_1 i_0$. A menos que esta f.m.m. del secundario no quede neutralizada por una corriente adicional que circule por el primario, el flujo total se verá reducido, con las consiguientes reducciones en las f.e.m.s. e_1 y e_2 , que son proporcionales a él, rompiéndose el equilibrio entre v_1 y e_2 en el primario. Para que esto no ocurra y pueda restablecerse el equilibrio es preciso neutralizar la f.m.m. $N_2 i_2$ del secundario, mediante una corriente adicional primaria i'_2 equivalente a una f.m.m. $N_2 i'_2$ de valor:

$$N_1 i'_2 = N_2 i_2 \quad [8.17]$$

A partir de la cual deducimos el valor de la corriente i'_2 :

$$i'_2 = \frac{E_2}{N_1} \quad i_2 = \frac{i_2}{m}; \quad \text{siendo} \quad m = \frac{N_1}{N_2} \quad [8.18]$$

Por tanto, la corriente total necesaria en el primario i_1 , con el transformador en carga, será:

$$i_1 = i_0 + i'_2 = i_0 + \frac{i_2}{m} \quad [8.19]$$

Que en forma fasorial corresponde a:

$$I_1 = I_0 + I'_2 = I_0 + \frac{I_2}{m} \quad [8.20]$$

La ecuación anterior expresa la relación entre la corriente primaria I_1 , la de vacío I_0 y la secundaria I_2 , indicándonos que la corriente primaria tiene dos componentes.

- Una corriente de excitación o de vacío I_0 , cuya misión consiste en producir el flujo en el núcleo magnético y “vencer” las pérdidas en el hierro a través de sus componentes I_μ , I_{Fe} respectivamente.
- Una componente de carga I'_2 , que se encarga de equilibrar o contrarresta la acción desmagnetizante de la f.m.m. secundaria para que el flujo en el núcleo permanezca constante e independiente de la carga.

Un modo más simple de demostrar la ecuación anterior es proceder en sentido inverso, partiendo de las ecuaciones (1) que nos indican que si la tensión primaria V_1 es constante el flujo Φ_m en el núcleo magnético deberá permanecer constante para cualquier régimen de carga. Así si se denomina R a la reluctancia del circuito magnético del transformador, la ley de Hopkinson nos indica que, si el flujo es constante, también deberá ser constante la f.m.m. necesaria para producirlo en cualquier régimen de carga. Por tanto, las f.m.m.s. en vacío y en carga deberán ser iguales. Si recordamos que en vacío, las corrientes que circulaban por los devanados eran $I_1 = I_0$ e $I_2 = 0$, y se obtenía una f.m.m. total de valor:

$$F = N_1 I_0 \quad [8.21]$$

Ahora en carga, como las corrientes que circulan son I_1 e I_2 , se tendrá una f.m.m. resultante:

$$F = N_1 I_0 - N_2 I_2 \quad [8.22]$$

El signo menos de la expresión anterior está de acuerdo con la acción desmagnetizante del secundario, esto último puede comprobarse aplicando la teoría de los circuitos magnéticos al esquema de la figura 6.1. Si igualamos ahora, las dos expresiones anteriores, se obtiene:

$$N_1 I_0 = N_1 I_1 - N_2 I_2 \quad [8.23]$$

De donde se deduce:

$$I_1 = I_0 + \frac{N_2}{N_1} I_2 = I_2 + \frac{I_2}{m} = I_0 + I_2' \quad [8.24]$$

Que coincide con la expresión anteriormente encontrada, que nos mostraba la corriente total necesaria en el primario.

A plena carga, la corriente I_2' es veinte veces mayor que I_0 , por lo que puede despreciarse, denominándose a I_2' corriente secundaria reducida. Debido a esto, la ecuación anterior queda reducida a:

$$I_1 \approx I_2' = \frac{I_2}{m} \quad [8.25]$$

8.3.3 Funcionamiento de un transformador real en vacío y en carga

En el apartado anterior se ha realizado el estudio de un transformador ideal en el que los arrollamientos no tenían resistencia ni flujos de dispersión. En los transformadores reales hay que tener en cuenta ambas características, ya que la aparición de resistencia es inherente a la constitución de los devanados con hilo conductor. En la figura 6.3, se muestra el circuito del transformador de la figura 6.1, donde para mayor claridad se han considerado las resistencias R_1 y R_2 de los arrollamientos fuera de las bobinas.

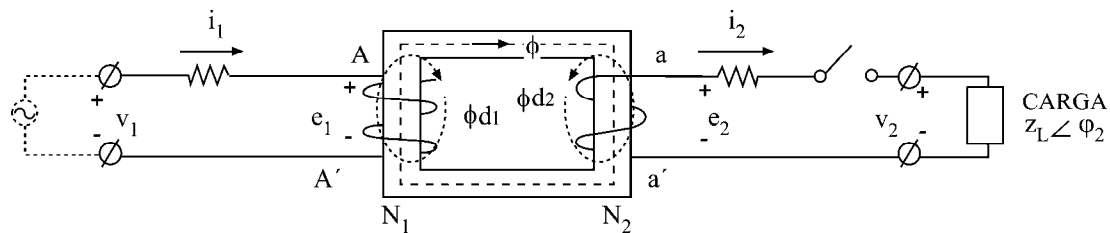


Fig. 8.3 Transformador real monofásico elemental

En la figura, también se observa que de todo el flujo producido por los devanados, sólo una parte es común (Φ) a los dos bobinados. Esto es debido a los flujos de dispersión que aparecen en los arrollamientos. Si se denominan Φ_1 y Φ_2 a los flujos totales que atraviesan los devanados primario y secundario, y Φ_{d1} , Φ_{d2} a los flujos de dispersión respectivos se cumplirá:

$$\phi_1 = \phi + \phi_{d1} \quad [8.26]$$

$$\phi_2 = \phi + \phi_{d2} \quad [8.27]$$

A primera vista, la introducción de los flujos de dispersión complica nuestro estudio, ya que desaparece la idea del flujo común único que existía en el transformador ideal. Sin embargo, se puede

conservar la misma forma de proceder si, en serie, se añaden a cada arrollamiento unas bobinas con el mismo número de espiras que los devanados correspondientes (y con núcleo de aire, ya que el flujo de dispersión se cerraba a través del aire), de tal forma que, al circular por ellas las intensidades respectivas, darán lugar a los mismos flujos de dispersión que en los bobinados reales.

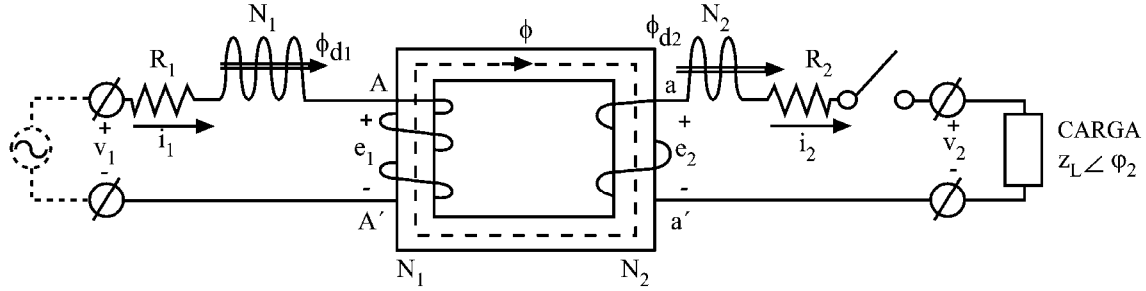


Fig. 8.4 Transformador real. Considerándose las resistencias y flujos de dispersión

En la figura 8.4, se ha representado esta idea donde se han indicado con L_{d1} y L_{d2} los coeficientes de autoinducción respectivos de estas bobinas adicionales (con núcleo de aire), cuyos valores de acuerdo con su definición serán:

$$L_{d1} = N_1 \frac{d\phi_{d1}}{di_1} \quad L_{d2} = N_2 \frac{d\phi_{d2}}{di_2} \quad [8.28]$$

Dando lugar a las reactancias de dispersión X_1 y X_2 de ambos devanados:

$$X_1 = L_{d1}\omega \quad X_2 = L_{d2}\omega \quad [8.29]$$

Aplicando la 2ª ley de Kirchhoff a los circuitos primario y secundario de la figura 8.4, se obtiene:

$$v_1 = e_1 + R_1 i_1 + L_{d1} \frac{di_1}{dt} \quad e_2 = v_2 + R_2 i_2 + L_{d2} \frac{di_2}{dt} \quad [8.30]$$

Donde los valores de e_1 y e_2 vienen expresados por las primeras ecuaciones vistas en este capítulo:

$$e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad [8.31]$$

Que se corresponden con los siguientes valores eficaces:

$$E_1 = 4.44 f N_1 \phi_m \quad E_2 = 4.44 f N_2 \phi_m \quad [8.32]$$

Donde Φ_m es el flujo común máximo que circula por el circuito magnético de la figura 8.4.

Las ecuaciones halladas mediante la aplicación de la 2ª ley de Kirchhoff se expresan en forma compleja, de la siguiente manera:

$$V_1 = E_1 + R_1 I_1 + j X_1 I_1 \quad [8.33]$$

$$V_2 = E_2 - R_2 I_2 - j X_2 I_2 \quad [8.34]$$

Estas ecuaciones, relacionan las tensiones con las f.e.m.s. y caídas de tensión dentro de los devanados del transformador.

Comparando estas ecuaciones con las anteriores ($E=4.44fN\phi_m$), se obtiene que la relación entre los valores eficaces de las f.e.m.s. inducidas será:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad [8.35]$$

Esta ecuación se cumple siempre, tanto para un transformador ideal como para el transformador real. Ahora bien, si se tiene en cuenta las ecuaciones encontradas mediante la aplicación de la 2ª ley de Kirchoff a ambos devanados y las expresadas en forma compleja, en el transformador real, dejan de cumplirse las igualdades entre f.e.m.s. y tensiones que aparecían en el transformador ideal. En el caso real el cociente entre las tensiones primaria y secundaria deja de ser igual a la relación de transformación. En los transformadores industriales, las caídas de tensión a plena carga son del orden del 6% al 10% de las tensiones nominales, por lo que las relaciones expresadas en forma compleja se convierten en las siguientes ecuaciones aproximadas:

$$V_2 \approx E_2 \quad [8.36]$$

$$V_1 \approx E_1 \quad [8.37]$$

Como consecuencia, la relación entre las tensiones primaria y secundaria será aproximadamente igual a:

$$\frac{V_1}{V_2} = m \quad [8.38]$$

Si el transformador trabaja en vacío, las relaciones reales de V_1 y V_2 , expresadas en forma compleja, se transforman en las siguientes expresiones, ya que, I_2 es igual a cero:

$$V_1 = E_1 + R_1 I_0 + j X_1 I_0 \quad [8.39]$$

$$V_2 = E_2 \quad [8.40]$$

La corriente de vacío I_0 es del orden de 0,6% a 4% de la I_{1n} (corriente nominal o de plena carga del primario), las caídas de tensión en el vacío ($R_1 I_0$ y $X_1 I_0$) son muy pequeñas; por este motivo, en vacío, pueden considerarse como exactas las igualdades:

$$V_1 = E_1 \quad [8.41]$$

$$V_{20} = E_2 \quad [8.42]$$

Donde V_{20} representa la magnitud de la tensión secundaria en vacío. Por consiguiente y teniendo en cuenta las expresiones anteriores y la relación de transformación ideal, se podrá escribir:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{V_1}{V_{20}} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad [8.43]$$

Que nos define la relación de transformación como el cociente entre la tensión primaria aplicada al transformador y la tensión secundaria en vacío. Este cociente es el que incluye el fabricante en la placa de características de la máquina.

En el funcionamiento en carga, la primera relación aproximada ($V \approx E$) y la primera ecuación de E_1 y E_2 , indican que los flujos magnéticos en vacío y en carga son prácticamente iguales, lo que significa que las f.e.m.s. en ambos estados de carga coinciden. Como consecuencia, la ecuación que relaciona las corrientes del transformador, deducida en el estudio del transformador ideal, puede considerarse válida a todos los efectos:

$$I_1 = I_0 + \frac{I_2}{m} \quad [8.44]$$

Esta ecuación nos señala la relación entre las corrientes primaria, secundaria y de vacío. Las ecuaciones de V_1 y V_2 expresadas en forma compleja, así como la ecuación anterior, definen el comportamiento eléctrico del transformador en carga.

8.4 Circuito equivalente de un transformador

Para el cálculo de la mayor parte de las máquinas eléctricas, entre ellas el transformador, suele recurrirse a la sustitución de las mismas por su circuito equivalente, que incluso puede llegarse a simplificar. Este esquema, incorpora todos los fenómenos físicos que se producen en la máquina real, pero simplificando enormemente su cálculo. La ventaja de desarrollar circuitos equivalentes de las máquinas eléctricas permite aplicar todo el potencial de la teoría de circuitos para conocer con antelación la respuesta de una máquina en unas determinadas condiciones de funcionamiento, sin los cálculos extremadamente complejos que el estudio de la máquina real conllevaría. Pero para poder ser denominado un circuito equivalente de una máquina eléctrica como exacto, el circuito debe de representar a la máquina de forma exacta, ya que actualmente con la potencia de cálculo informática existente, si el circuito equivalente no representara perfectamente a la máquina eléctrica, estos circuitos carecerían de interés.

Las principales características que definen el circuito equivalente del transformador son:

- Las pérdidas en el cobre (I^2R) son pérdidas por resistencia en las bobinas primaria y secundaria del transformador, éstas son proporcionales al cuadrado de la corriente en dichas bobinas.
- Las pérdidas por corrientes parásitas son pérdidas por resistencia en el núcleo del transformador, son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado al transformador.
- Las pérdidas por histéresis representan la energía necesaria para lograr la reorientación de los dominios magnéticos en el núcleo durante cada semiciclo.
- El flujo de dispersión corresponde al flujo que solamente pasa a través de una de las bobinas del transformador. Estos flujos producen una autoinductancia en las bobinas primaria y secundaria, que debe tenerse en cuenta.

Es posible construir un circuito equivalente que tenga en cuenta todas las principales imperfecciones de los transformadores reales. El desarrollo del circuito equivalente se inicia reduciendo ambos devanados al mismo número de espiras; normalmente, se reduce el secundario al primario, lo que implica la sustitución del transformador original por otro que dispone del mismo primario con N_1 espiras y de un nuevo secundario con un número de espiras N'_2 igual a N_1 . Para que este nuevo transformador sea equivalente al original, deben conservarse las condiciones energéticas de la máquina, es decir, las potencias activa, reactiva y aparente y su distribución entre los diversos elementos del circuito secundario. Todas las magnitudes relativas a este nuevo devanado se indican con los mismos símbolos del transformador real pero afectados con una tilde, como indica la figura 8.5, donde los valores de las tensiones y las corrientes se expresan en forma compleja.

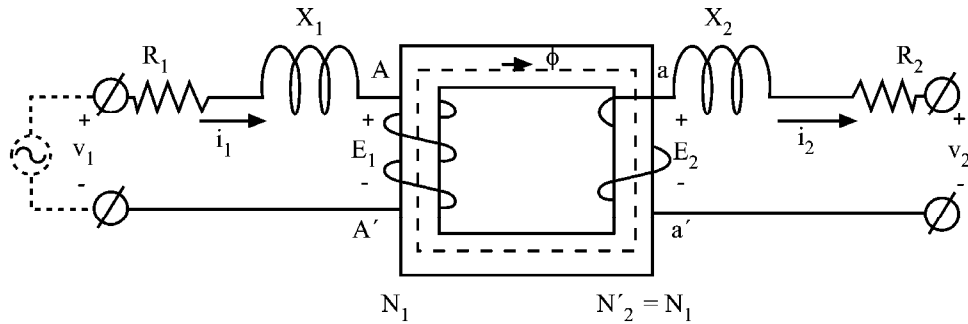


Fig. 8.5 Circuito equivalente inicial de un transformador real

De acuerdo con el principio de igualdad de potencias, tensiones, intensidades, pérdidas, etc, se obtienen las siguientes relaciones entre las magnitudes secundarias de los transformadores real y del equivalente.

8.4.1 F.E.M.S. y tensiones

En el transformador real se cumple:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad [8.45]$$

Mientras que en el transformador equivalente al ser $N'_2 = N'_1$, se obtiene:

$$\frac{E'_1}{E'_2} = \frac{N_1}{N'_2} = 1 \Rightarrow E'_2 = E_1 = mE_2 \quad [8.46]$$

Es decir, la f.e.m. E'_2 del nuevo secundario es m veces mayor que la f.e.m. E_2 que existía en el transformador real.

De la misma forma se obtiene para la tensión V'_2 :

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad \frac{V_1}{V'_2} = \frac{N_1}{N'_2} = 1 \Rightarrow V'_2 = V_1 = mV_2 \quad [8.47]$$

8.4.2 Intensidades

La potencia aparente deberá conservarse en el secundario, antes y después de realizarse la simplificación, por tanto:

$$S_2 = V_2 I_2 = V'_2 I'_2 \quad [8.48]$$

Recordando los resultados obtenidos para V_2 y V'_2 , tendremos:

$$I'_2 = \frac{I_2}{m} \quad [8.49]$$

Es decir, la corriente I'_2 del nuevo secundario es m veces menor que la corriente I_2 que existía en el transformador real.

8.4.3 Impedancias

Al igualar las potencias activas que se disipan en las resistencias antes y después de realizar la simplificación, se obtiene:

$$R_2 I_2^2 = R'_2 I'^2_2 \quad [8.50]$$

Y recordando la relación de transformación del secundario, tendremos:

$$R'_2 = m^2 R_2 \quad [8.51]$$

Por tanto, la resistencia R'_2 del nuevo secundario es m^2 veces la resistencia R_2 que existía en el transformador real.

De la misma forma, planteándose la conservación de la potencia reactiva en las reactancias, resulta:

$$X_2 I_2^2 = X'_2 I'^2_2 \quad \text{por tanto:} \quad X'_2 = m^2 X_2 \quad [8.52]$$

Es decir, la reactancia X'_2 del nuevo transformador es m^2 veces la reactancia X_2 que existía en el transformador real.

En general, cualquier impedancia conectada en el secundario del transformador real, por ejemplo, la impedancia de carga $Z_L \angle \varphi_2$ de la figura 6.4, se reducirá al primario, siguiendo las relaciones de transformación dadas tanto la de las reactancias como la de las resistencias, por lo que se convertirá en una impedancia Z'_L de valor:

$$Z'_L = \frac{V'_2}{I'_2} = \frac{V_2 \cdot m}{\frac{I_2}{m}} = \frac{V_2}{I_2} m^2 = Z_L \cdot m^2 \quad [8.53]$$

Es decir, cualquier impedancia, resistencia o reactancia conectada al secundario del transformador puede sustituirse por su valor original multiplicado por la relación de transformación al cuadrado en el transformador equivalente.

Observando el circuito equivalente inicial obtenido en la figura 8.5, podemos construir multitud de circuitos equivalentes con tal de imponer diferentes condiciones al número de espiras elegido N'_2 del nuevo transformador. La importancia fundamental de la reducción de los devanados al haber elegido la igualdad especial $N'_2 = N_1$, reside en que se llega a una representación del transformador en la cual no existe la función transformación, o dicho en otros términos, se intenta sustituir el transformador real, cuyos devanados están acoplados magnéticamente, por un circuito cuyos elementos estén acoplados sólo eléctricamente. Si se observa el circuito de la figura 8.5, y se tiene en cuenta la igualdad vista $E'_2 = E_1 = mE_2$, existe una identidad entre las f.e.m.s. primaria y secundaria, lo que permite reunir los extremos de igual polaridad instantánea, sustituyendo ambos devanados por uno sólo como se muestra en la figura 8.6. Por este único arrollamiento, circulará una corriente diferencia de: $I_1 - I'_2$, que teniendo presente las identidades $I_1 = I_0 + I'_2$ (deducidas cuando se estudio el transformador ideal) y $I_1 = I_0 + I_2/m$ (halladas en el estudio del transformador real), se observa que es igual a la corriente de vacío I_0 . Ésta a su vez tiene dos componentes, una activa I_{Fe} y otra reactiva I_μ ,

que representan un circuito paralelo formado por una resistencia R_{Fe} , cuyas pérdidas por efecto Joule indican las pérdidas en el hierro del transformador, y por una reactancia X_μ , por la que se deriva la corriente de magnetización de la máquina. De acuerdo con estos razonamientos, el circuito de la figura 8.6, se transforma en el circuito de la figura 8.7, que representa el circuito equivalente exacto del transformador reducido al primario.

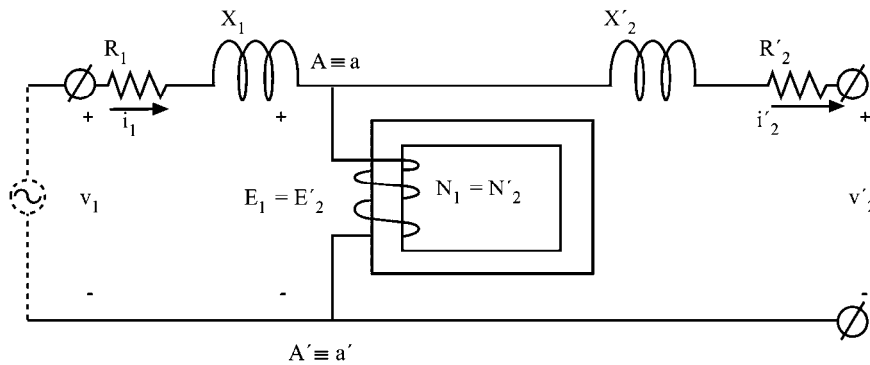


Fig. 8.6 Circuito con un único devanado (circuito secundario reducido al primario)

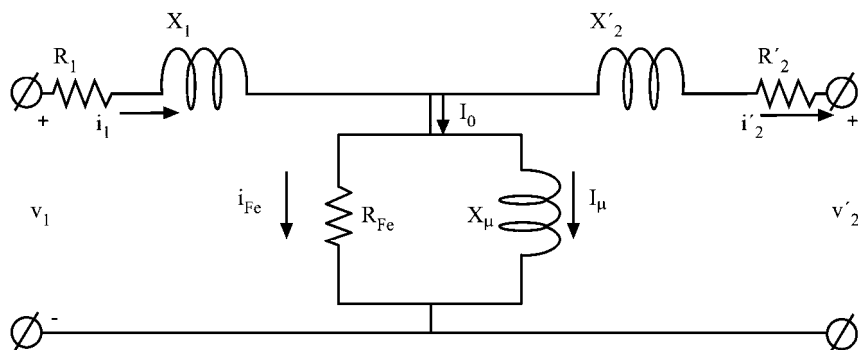


Fig. 8.7 Circuito equivalente exacto de un transformador real reducido al primario

En este texto se utilizará el tipo de circuito mostrado en la figura 8.7, aunque pueden utilizarse otros circuitos equivalentes. Este circuito responde perfectamente al comportamiento del transformador real y por ello se denomina *circuito equivalente exacto*. Debido al reducido valor de I_0 frente a las corrientes I_1 e I_2 , suele trabajarse con un circuito equivalente aproximado que se obtiene, trasladando la rama en paralelo por la que se deriva la corriente de vacío a los bornes de entrada del primario del transformador, resultando el esquema de la figura 8.8.a. Con este circuito se simplifica el estudio de la máquina y, además, no se introducen errores apreciables en el cálculo. El esquema puede simplificarse aún más, observando la conexión en serie constituida por las ramas primaria y secundaria (reducida), ya que si denominamos:

$$R_{cc} = R_1 + R'_2 : \text{Resistencia de cortocircuito} \quad [8.54]$$

$$X_{cc} = X_1 + X'_2 : \text{Reactancia de cortocircuito} \quad [8.55]$$

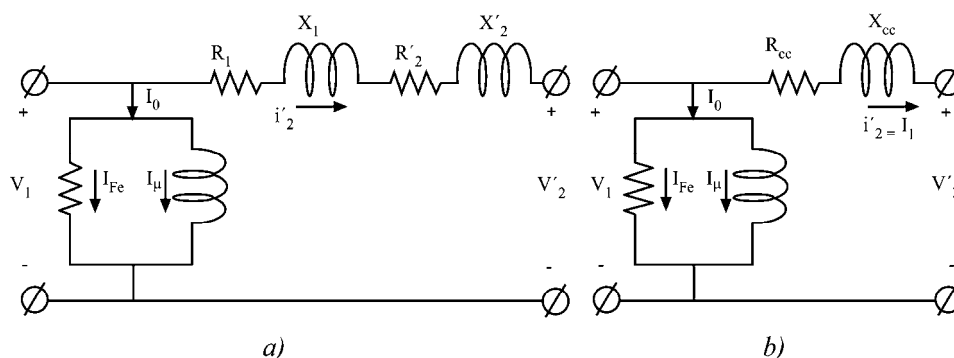


Fig. 8.8 Circuitos equivalentes aproximados de un transformador real

El circuito de la figura 8.8.a se convierte en el de la figura 8.8.b con sólo agrupar las reactancias y las resistencias, denominándose de cortocircuito. Con este último circuito equivalente simplificado, pueden resolverse una serie de problemas prácticos que afectan a la utilización del transformador; en particular, para el cálculo de la caída de tensión y el rendimiento.

Aunque si en un problema real se requiere únicamente determinar la caída de tensión del transformador, aún podemos simplificar más el circuito equivalente, ya que es posible prescindir de la rama paralelo sin afectar los resultados a la caída de tensión. De esta forma, el circuito resultante será la impedancia serie: $R_{cc} + jK_{cc}$.

Además, en los grandes transformadores se cumple que X_{cc} es varias veces R_{cc} ; entonces, se puede utilizar solamente la reactancia serie X_{cc} para representar el circuito equivalente del transformador. Este esquema final (formado solamente por una resistencia en serie R_{cc}) es el que se utiliza cuando se realizan estudios de grandes redes en sistemas eléctricos de potencia: análisis de estabilidad, cortocircuitos, etc.

8.5 Ensayos del transformador. Ensayos de cortocircuito y de vacío

Los ensayos en un transformador representan las diversas pruebas que deben realizarse para verificar el comportamiento de la máquina. En la práctica, resulta difícil la realización de ensayos reales directos, de grandes máquinas, por las siguientes razones:

- La gran cantidad de energía disipada en tales pruebas.
- Prácticamente es imposible disponer de cargas lo suficientemente elevadas (sobre todo cuando la potencia del transformador es grande) para realizar un ensayo en situaciones reales.

El comportamiento de un transformador bajo cualquier condición de trabajo puede predecirse con suficiente exactitud, si se conocen los parámetros del circuito equivalente. Esta información la necesitan tanto el fabricante como el usuario del transformador, aunque no es sencillo ni fiable obtener estos parámetros de diseño o de proyecto. Afortunadamente, los elementos que intervienen en el circuito equivalente aproximado pueden obtenerse con unos ensayos muy simples que además tienen la ventaja de requerir muy poco consumo de energía (la suficiente para suministrar únicamente las pérdidas de la máquina) debido a que son pruebas sin carga real.

Los dos ensayos fundamentales utilizados para la determinación de los parámetros del circuito equivalente de un transformador son:

- Ensayo de vacío
- Ensayo de cortocircuito

Antes de iniciar la descripción de estos ensayos, vamos a explicar un método para determinar la polaridad de los terminales de un transformador, que ayudará a comprender el convenio de puntos y servirá, más adelante, para entender los índices horarios de los transformadores trifásicos y la conexión en paralelo de estas máquinas.

Consideremos el esquema simplificado del transformador mostrado en la figura 8.9, en el que se desconoce el sentido del arrollamiento de los devanados. Se trata de determinar la polaridad relativa de los terminales secundarios respecto de los del primario. El proceso a seguir es el siguiente: se señalan previamente los terminales del primario con las letras A y A' . Se unen a continuación dos terminales cualesquiera de primario y secundario; en el caso que realizamos, se han unido A con x . Se conectan tres voltímetros de corriente alterna, en la forma mostrada. Al alimentar el primario con una tensión alterna se leen los valores señalados por los tres voltímetros V_1 , V_2 y V_3 . Si la tensión V_3 es igual a $V_1 - V_2$ significa que el terminal x es el homólogo a A , por lo que tendremos que identificar este borne con la letra a ; entonces, el terminal y corresponderá con el borne a' . De la misma forma que con el convenio del punto, se deberá señalar con un punto el terminal a que es el homólogo de A . Si la tensión V_3 es igual a $V_1 + V_2$, entonces el terminal y será homólogo A y por lo tanto el x será homólogo de A' . Con este procedimiento puede realizarse el ensayo de polaridad.

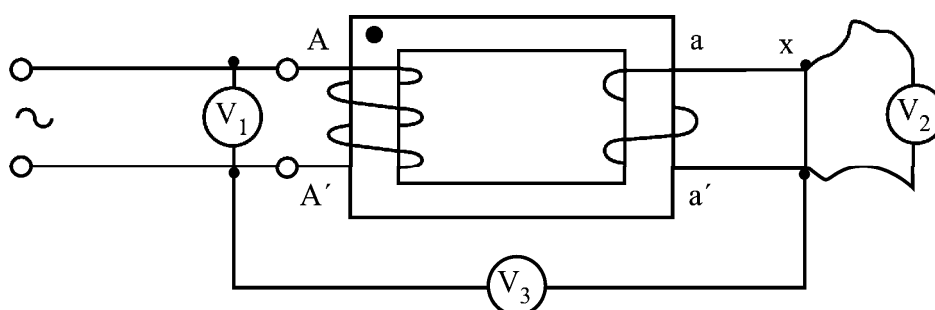


Fig. 8.9 Esquema simplificado de un transformador

8.5.1 Ensayo de vacío

Consiste este ensayo, en aplicar al devanado primario la tensión nominal (la única que proporcionará el flujo nominal, y por tanto las pérdidas en el hierro nominales), estando el secundario en circuito abierto. Al mismo tiempo debe medirse la potencia absorbida P_0 , la corriente de vacío I_0 y la tensión secundaria V_{20} , de acuerdo con el esquema de conexiones de la figura 8.10. Debido a que en vacío las pérdidas por efecto Joule $R_1 I_0^2$ son despreciables (ya que el valor de I_0 es pequeño), la potencia absorbida en vacío se corresponderá aproximadamente con las pérdidas en el hierro, lo que está de acuerdo con el circuito equivalente aproximado de la figura 8.11, que se deduce del esquema general de la figura 8.8.b, al ser $I_2 = 0$.

El ensayo de vacío se realiza (para una mejor comprensión) alimentando el devanado primario (supuestamente en AT), ya que se pretende obtener el circuito equivalente reducido al primario. En la práctica real, este ensayo se realiza alimentando el devanado de B.T. ya que normalmente su tensión de régimen está comprendida en las escalas de los aparatos de medida empleados. Además existe menos peligro para el operador al trabajar en B.T.

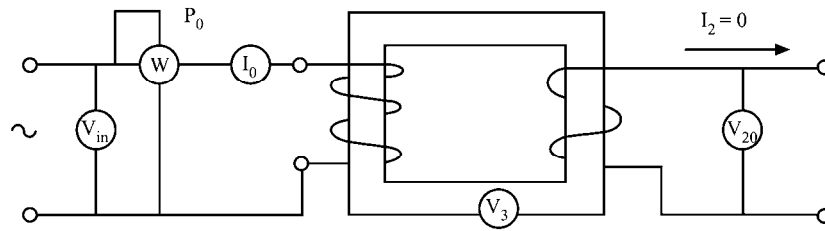


Fig. 8.10 Esquema de conexiones en el ensayo de vacío

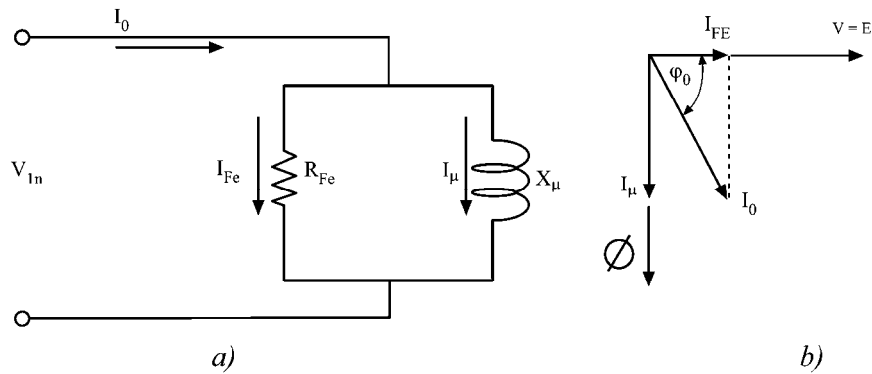


Fig. 8.11 a) Circuito equivalente simplificado b) Diagrama vectorial en vacío

De las medidas efectuadas puede obtenerse el factor de potencia en vacío, de acuerdo con la ecuación:

$$P_0 = V_{1n} I_0 \cos \varphi_0 = P_{Fe} \quad [8.56]$$

Por otra parte, debido a que el valor de la caída de tensión primaria es pequeño, puede considerarse que la magnitud V_{1n} es prácticamente igual a E_1 , resultando el diagrama vectorial de vacío de la figura 8.11.b, donde se ha adoptado como referencia de fases la tensión primaria. En este esquema las dos componentes de I_0 valen:

$$I_{Fe} = I_0 \cos \varphi_0 \quad I_{\mu} = I_0 \sin \varphi_0 \quad [8.57]$$

Ecuaciones que permiten obtener los valores de los parámetros R_{Fe} y X_{μ} :

$$R_{Fe} = \frac{V_1}{I_{Fe}} \quad X_{\mu} = \frac{V_1}{I_{\mu}} \quad [8.58]$$

En definitiva, los resultados de interés que proporciona el ensayo en el vacío son:

- Permite determinar las pérdidas en el hierro (núcleo) del transformador y los parámetros de la rama paralelo del circuito equivalente del mismo.
- Permite hallar la corriente de vacío I_0 .
- También permite obtener la relación de transformación, debido a que la tensión V_{1n} aplicada coincide prácticamente con E_1 , además la f.e.m. E_2 es igual a la tensión medida en el secundario en vacío (V_{20}); en consecuencia, se cumplirá:

$$m = \frac{N_1}{N_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{V_{1n}}{V_{20}} \quad [8.59]$$

8.5.2 Ensayo de cortocircuito

El ensayo consiste en cortocircuitar el devanado secundario y aplicar al primario una tensión que va elevándose gradualmente desde cero hasta que circula la corriente nominal de plena carga por los devanados (la corriente nominal es la única que proporcionará las pérdidas por efecto Joule nominales). El esquema y tipos de aparatos necesarios para la realización de este ensayo se indican en la figura 8.12.

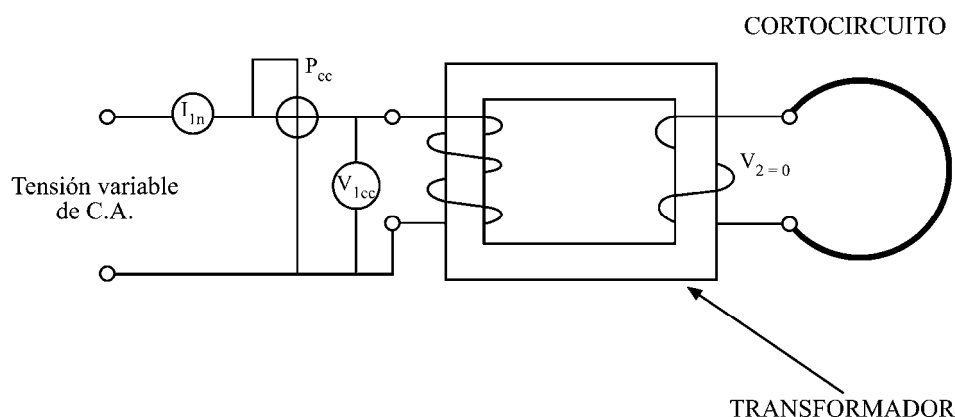


Fig. 8.12 Esquema de conexiones en el ensayo de cortocircuito

En la realidad, este ensayo se realiza alimentando el transformador por el lado de A.T., de esta forma la corriente a medir en el primario será de un valor razonable. Al mismo tiempo la tensión de alimentación sólo será una pequeña parte de la nominal, estando comprendida dentro de las escalas de los instrumentos de medida usuales.

La tensión necesaria aplicada en esta prueba representa un pequeño porcentaje respecto a la nominal; como consecuencia, el flujo en el núcleo es pequeño y, consecuentemente, pueden despreciarse las pérdidas en el hierro. La potencia absorbida en cortocircuito coincide con las pérdidas en el cobre, lo que se corresponde con el circuito equivalente que muestra la figura 8.13.a, el cual puede ser deducido del esquema general representado en la figura 8.8.b, al despreciar la rama paralelo. Esta rama puede despreciarse debido al pequeño valor que representa I_0 al compararse con I_{1n} .

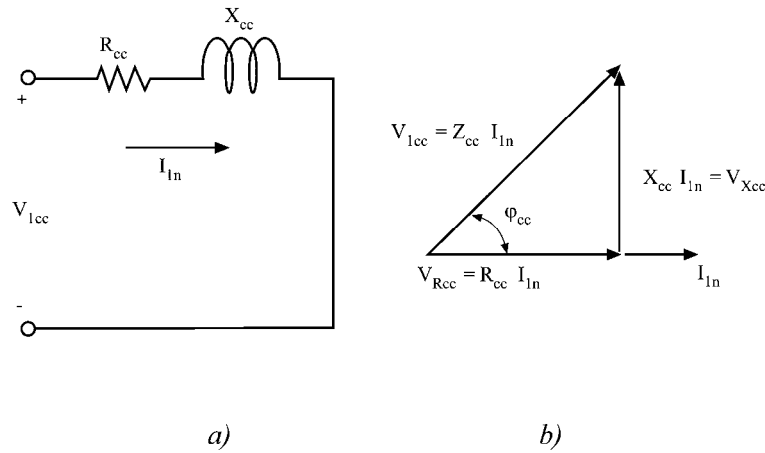


Fig. 8.13 a) Circuito equivalente simplificado b) Diagrama vectorial en cortocircuito

De las medidas efectuadas, puede obtenerse el factor de potencia de cortocircuito:

$$P_{CC} = V_{1CC} I_{1n} \cos \varphi_{CC} \quad [8.60]$$

Si en el circuito de la figura 8.13.a, se toma la corriente como referencia, se obtiene el diagrama vectorial de la figura 8.13.b, del cual puede deducirse:

$$V_{Rcc} = R_{cc} I_{1n} = V_{1cc} \cos \varphi_{cc} \quad [8.61]$$

$$V_{Xcc} = X_{cc} I_{1n} = V_{1cc} \sin \varphi_{cc} \quad [8.62]$$

Y como consecuencia:

$$R_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1n}} \cos \varphi_{cc} \quad X_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1n}} \sin \varphi_{cc} \quad [8.63]$$

El ensayo de cortocircuito permite determinar también los parámetros de la rama serie del circuito del transformador y de ahí que se designen con R_{cc} y X_{cc} . Debe remarcarse que el ensayo de cortocircuito determina la impedancia total del transformador, pero no da información de cómo están distribuidos estos valores totales entre el primario y el secundario. Es decir, se obtiene la R_{cc} y la X_{cc} , pero no sus componentes del transformador equivalente:

$$R_{cc} = R_1 + R'_2 \quad X_{cc} = X_1 + X'_2 \quad [8.64]$$

Para determinar los valores individuales de las resistencias R_1 y R'_2 es preciso aplicar corriente continua a cada uno de los devanados del transformador y, mediante la aplicación de la ley de Ohm, se obtienen las resistencias R_1 y R_2 (no R'_2). Cabe recordar que debe utilizarse un factor corrector para tener presente el efecto pelicular que se produce con corriente alterna, ya que la resistencia óhmica es función de la frecuencia, debido a la distribución no uniforme de los electrones por la sección transversal del conductor.

No existen procedimientos verdaderamente válidos para separar X_1 de X'_2 , en la segunda ecuación. Es por estos motivos que normalmente, cuando quiere conocerse la distribución de la R_{cc} y de la X_{cc} entre ambos devanados, es frecuente recurrir a las aproximaciones siguientes:

$$X_1 = X_2' = \frac{X_{cc}}{2} \quad R_1 = R_2' = \frac{R_{cc}}{2} \quad [8.65]$$

Es importante recordar que en el ensayo de cortocircuito la potencia absorbida coincide con las pérdidas en el cobre de los devanados correspondientes, solamente cuando la corriente que fluye en esta situación es la nominal. Si como exigen las Normas de Ensayos (CEI, UNE VDE) esta corriente es la nominal, las pérdidas correspondientes representarán las pérdidas en el cobre a plena carga. ¿Pero, qué sucede si el ensayo de cortocircuito no se realiza con esta corriente nominal? Esta situación suele ser conflictiva, en principio, el ensayo no estaría realizado conforme a normas y podría no ser válido. Pero si se considera que los parámetros R_{cc} y X_{cc} son lineales, lo que significa que sus valores no dependen de la corriente que circula por ellos, entonces, el proceso a seguir sería el mismo que el que se ha empleado anteriormente para su cálculo, no variando los valores obtenidos para estas impedancias. Pero ¿qué sucede con los valores de las potencias pérdidas?

- Las pérdidas en cortocircuito ya no serán las pérdidas en el cobre nominales o de plena carga, sino que serán las pérdidas en el cobre en el régimen de carga impuesto por la corriente de cortocircuito al que se haya realizado el ensayo.
- La tensión de cortocircuito será proporcional a la corriente a la que se haya efectuado el ensayo. Se estima que la confusión procede de una falta de definición de las magnitudes que entran en juego. Para aclarar este problema denominaremos a la tensión de cortocircuito con corriente nominal, corriente de cortocircuito nominal, y potencia de cortocircuito con corriente nominal, potencia nominal.

$$V_{1cc}; \quad I_{1cc} = I_{1n}; \quad P_{cc} \quad [8.66]$$

La realidad es que los parámetros R_{cc} y X_{cc} presentan una pequeña característica no lineal, es este el motivo de la exigencia de las diferentes normas para que la corriente de cortocircuito se haga coincidir con la nominal o de plena carga.

Si el ensayo no ha sido realizado con la corriente nominal, las magnitudes correspondientes se designarán de la siguiente forma:

$$V_{1CORTO}, I_{1CORTO}, P_{1CORTO} \quad [8.67]$$

Utilizando las dos últimas expresiones, se obtendrán las mismas soluciones de X_{cc} y de R_{cc} (si el sistema es lineal) que las encontradas al inicio de este apartado. Definidas las corrientes $I_{1cc}=I_{1n}$ e I_{1c} , las relaciones entre las otras magnitudes, teniendo presente el circuito equivalente de la figura 6.13, serán:

$$Z_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1n}} = \frac{V_{1CORTO}}{I_{1CORTO}} \quad P_{cc} = R_{cc} I_{1n}^2 \quad P_{CORTO} = R_{cc} I_{1CORTO}^2 \quad [8.68]$$

De donde se deduce:

$$P_{cc} = P_{CORTO} \frac{I_{1n}^2}{I_{1CORTO}^2} \quad V_{1cc} = V_{1CORTO} \frac{I_{1n}}{I_{1CORTO}} \quad [8.69]$$

Las igualdades anteriores, representan las relaciones de cambio para transformar las magnitudes de ambos ensayos. Es aconsejable que si el ensayo de cortocircuito no se ha realizado con corriente nominal (es decir se han leído las magnitudes V_{1CORTO} , I_{1CORTO} y P_{CORTO}), se apliquen las ecuaciones de transformación de Z_{cc} , V_{cc} , P_{cc} , expresadas anteriormente, para determinar las magnitudes V_{1cc} , $I_{1cc}=I_{1n}$ y P_{cc} , definidas para corriente nominal, y determinar así los parámetros del circuito equivalente a partir de las ecuaciones de P_{cc} , y siguientes, que se encuentran en el inicio de este subapartado.

Normalmente, las caídas de tensión V_{Rcc} y V_{Xcc} suelen expresarse en tanto por ciento respecto a la tensión nominal, obteniéndose:

$$\varepsilon_{cc} = \frac{V_{1cc}}{V_{1n}} 100 \quad \varepsilon_{Rcc} = \frac{V_{Rcc}}{V_{1n}} 100 \quad \varepsilon_{Xcc} = \frac{V_{Xcc}}{V_{1n}} 100 \quad [8.70]$$

El ensayo de cortocircuito debe distinguirse de la falta o cortocircuito que puede presentarse en un transformador alimentado por una tensión nominal primaria cuando, por accidente, se unen entre sí los bornes del devanado secundario. Ante esta situación, el circuito equivalente coincide con el indicado en la figura 8.13 (ensayo de cortocircuito); sin embargo, ahora el transformador está alimentado por una tensión V_{1n} (en vez de V_{1cc}) apareciendo una gran intensidad de circulación o de falta I_{1falta} (o I_{2falta} si la falta es en el primario) peligrosa para la vida de la máquina, debido a los grandes esfuerzos térmicos y electrodinámicos que se producen. Desde el punto de vista del circuito equivalente, el valor de I_{1falta} vendrá expresado por:

$$I_{1falta} = \frac{V_{1n}}{Z_{cc}} \quad [8.71]$$

Y recordando el diagrama vectorial de la figura 7.13 b, se deduce:

$$I_{1n} = \frac{V_{1cc}}{Z_{cc}} \quad [8.72]$$

Que puede expresarse como:

$$I_{1falta} = \frac{V_{1n}}{V_{1cc}} I_{1n} \quad [8.73]$$

Y haciendo uso de $\varepsilon_{cc} = (V_{1cc}/V_{1n}) \cdot 100$, resultará:

$$I_{1falta} = \frac{100}{\varepsilon_{cc}} I_{1n} \quad [8.74]$$

Lo que indica que la corriente de cortocircuito o de falta es inversamente proporcional a ε_{cc} . Así cuanto mayor sea el valor de ε_{cc} tanto menor será el valor de la corriente del cortocircuito en caso de producirse. Aunque por el contrario, un alto valor de ε_{cc} implica una fuerte caída de tensión en el transformador de forma continua. Debe establecerse, pues, una solución de compromiso entre ambos aspectos contradictorios. En la práctica, los transformadores industriales menores de 1 MVA disponen de una ε_{cc} comprendida entre 1% y un 6% (transformadores de distribución), sin embargo para potencias mayores se aumenta el valor hasta un margen del 6% al 13 %. Generalmente la componente ε_{Xcc} es superior a la ε_{Rcc} .

8.6 Caída de tensión en un transformador

Considérese un transformador alimentado por su tensión nominal primaria V_{1n} , en vacío, el secundario proporcionará una tensión de V_{20} . Cuando se conecta una carga a la máquina, debido a la impedancia interna del transformador, la tensión medida en el secundario ya no será la anterior, sino otro valor que denominaremos V_2 . La diferencia aritmética o escalar entre ambas tensiones será:

$$\Delta V_2 = V_{20} - V_2 \quad [8.75]$$

Que representa la caída de la tensión interna del transformador.

Se denomina caída de tensión relativa o simple de regulación a la caída de tensión interna respecto a la tensión secundaria en vacío (nominal) expresada en tanto por ciento y se designa por el símbolo ε_c (no confundir con ε_{cc}):

$$\varepsilon_c = \frac{V_{20} - V_2}{V_{20}} 100\% \quad [8.76]$$

Al trabajar con el circuito equivalente reducido al primario es conviene expresar el cociente anterior en función de las magnitudes primarias. Si se multiplica por la relación de transformación m cada término de ecuación anterior y se tiene en cuenta que $V'_2 = mV_2$ y la relación de transformación encontrada para el ensayo en el vacío ($m = V_{1n}/V_{20}$), se obtiene:

$$\varepsilon_c = \frac{V_{1n} - V'_2}{V_{1n}} 100\% \quad [8.77]$$

Para poder calcular esta relación, se va a considerar un transformador que dispone de una corriente secundaria I_2 con un factor de potencia inductivo (o en retraso) como muestra la figura 6.14. Al aplicar la segunda ley de Kirchhoff al circuito equivalente aproximado del transformador reducido al primario, se obtiene:

$$V_{1n} = V'_2 + (R_{cc} + jX_{cc})I'_2 \quad [8.78]$$

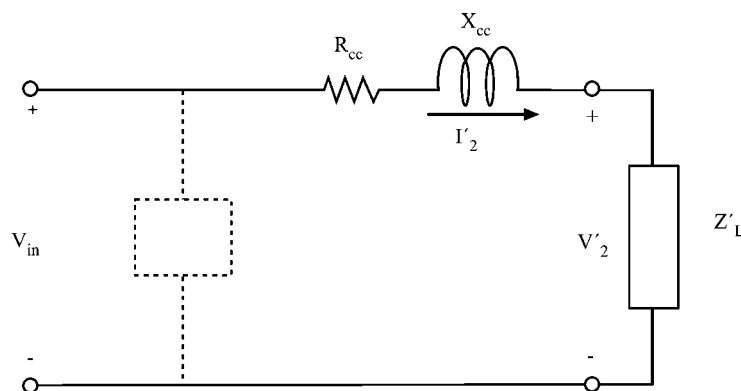


Fig. 8.14 Circuito equivalente aproximado de un transformador

La ecuación anterior permite calcular la tensión secundaria reducida en función de la tensión aplicada al transformador y la corriente secundaria reducida al primario, obteniéndose de la ecuación anterior la magnitud de V'_2 , que con la expresión de ε_c (que relaciona V_{1n} con V'_2) permitirá calcular la caída de la tensión relativa del transformador.

En la práctica, debido a que la caída de tensión del transformador representa un valor reducido ($u < 10\%$) respecto a las tensiones puestas en juego, no suele emplearse la ecuación fasorial anterior para calcular V'_2 , sino que se recurre a un método aproximado propuesto a finales del siglo pasado por el profesor Gisbert Kapp. En la figura 8.15 se muestra el diagrama fasorial correspondiente al circuito equivalente de la figura 8.14 y que, en definitiva, representa la ecuación fasorial anterior, donde se ha tomado la tensión V'_2 como referencia y se ha considerado un factor de potencia inductivo (I'_2 retrasa φ_2 respecto de V'_2).

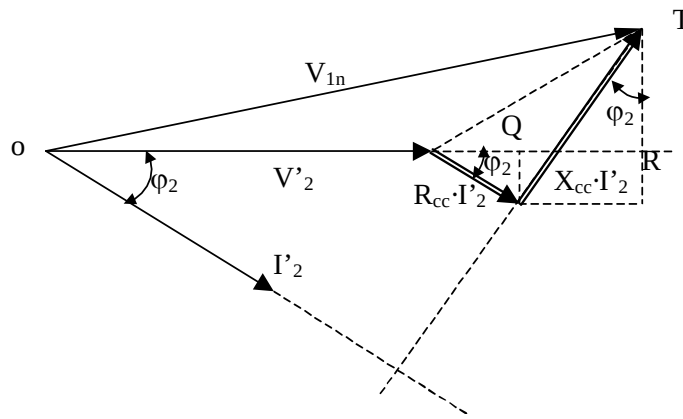


Fig. 8.15 Diagrama fasorial de la caída de tensión de un transformador

En este gráfico se observa que el numerador de la ecuación anterior viene expresado por:

$$V_{1n} - V'_2 = |OS| - |OP| = |PS| \quad [8.79]$$

Siendo S el punto de intersección de la recta prolongación de V'_2 con la circunferencia trazada con centro en O y radio V_{1n} . En los transformadores industriales, las caídas de tensión son pequeñas frente a la magnitudes de V_{1n} y V'_2 , entonces, puede admitirse que:

$$V_{1n} - V'_2 = |PS| \approx |PR| \quad [8.80]$$

Siendo R la proyección del vector V_1 sobre la recta OS. El triángulo de caída de tensión PTM se denomina triángulo de Kapp y sus dimensiones son mucho menores que V_{1n} y V'_2 (en la figura 8.15 se ha exagerado su tamaño para mayor claridad del diagrama). Teniendo en cuenta que se cumple

$$|PR| = |PQ| + |QR| = |PQ| + |MN| \quad [8.81]$$

Se obtiene:

$$|PR| = R_{cc} I'_2 \cos \varphi_2 + X_{cc} I'_2 \sin \varphi_2 \quad [8.82]$$

Por lo que la caída absoluta de tensión tendrá el siguiente valor:

$$V_{1n} - V_2' = R_{cc} I_2' \cos \varphi_2 + X_{cc} I_2' \sin \varphi_2 \quad [8.83]$$

Si se denomina *índice de carga* C al cociente entre la corriente secundaria del transformador y la corriente nominal correspondiente, es decir:

$$C = \frac{I_2}{I_{2n}} = \frac{I_2'}{I_{2n}'} \approx \frac{I_1}{I_{1n}} \quad [8.84]$$

Y substituyendo el valor encontrado de C , en la ecuación 8.83, se obtiene:

$$V_{1n} - V_2' = CR_{cc} I_2' \cos \varphi_2 + CX_{cc} I_2' \sin \varphi_2 \quad [8.85]$$

$$\varepsilon_{cc} = \frac{V_{1n} - V_2'}{V_{1n}} 100\% = C\varepsilon_{Rcc} \cos \varphi_2 + C\varepsilon_{Xcc} \sin \varphi_2 \quad [8.86]$$

Que en valores relativos (de acuerdo con las expresiones anteriormente encontradas de V_{Rcc} y V_{Xcc} y las ecuaciones en tanto por ciento de ε_{cc} , ε_{Rcc} , ε_{Xcc}):

$$\varepsilon_{cc} = \frac{Z_{cc} I_{1n}}{V_{1n}} 100 \quad [8.87]$$

$$\varepsilon_{Rcc} = \frac{R_{cc} I_{1n}}{V_{1n}} 100 = \frac{R_{cc} I_{2n}'}{V_{1n}} 100 \quad [8.88]$$

$$\varepsilon_{Xcc} = \frac{X_{cc} I_{1n}}{V_{1n}} 100 = \frac{X_{cc} I_{2n}'}{V_{1n}} 100 \quad [8.89]$$

Si el factor de potencia de la carga hubiera sido capacitivo, puede demostrarse, con una simple composición vectorial, que el término $C \cdot \varepsilon_{Xcc} \cdot \sin \varphi_2$ en la expresión de ε_c sería negativo. Este término puede ser superior al otro, resultando las caídas de tensión negativas, lo que indica que $V_2' > V_{1n}$, o de otra forma, que $V_2 > V_{20}$, es decir, aparecen tensiones en las cargas superiores a las de vacío. Este fenómeno se conoce con el nombre del *efecto Ferranti*, por ser el nombre del ingeniero inglés que observó y estudió este fenómeno.

8.7 Cuestiones y problemas

Cuestiones

- 1 ¿Por qué son necesarios los transformadores? ¿Qué supuso su invención? ¿Cuál es la causa de las pérdidas de transporte de energía eléctrica?
- 2 ¿También se podrían reducir las pérdidas en el transporte de energía eléctrica disminuyendo la resistencia de las líneas, por qué no se utiliza este método? ¿Y por qué no utilizar la opción de tener pocas pérdidas con sólo disminuir la intensidad del conductor sin necesidad de usar el transformador?

- 3 ¿Cómo se denominan los transformadores que están situados al principio de línea? ¿Cuál es su misión? ¿Cómo se denominan los transformadores situados al final de línea? ¿Cuál es su misión?
- 4 ¿Cuál es el fenómeno eléctrico en el cual está basado el transformador? ¿Cuáles son los componentes básicos que forman un transformador? ¿Es una máquina estática o dinámica? ¿Cómo se modifica la potencia al pasar a través del transformador?
- 5 ¿En la construcción del núcleo magnético del transformador, por qué se realiza con chapa magnética y no de forma maciza? ¿Están aisladas estas chapas entre sí? ¿Existe aislamiento entre las chapas y los bobinados a ellas adosados, por qué?
- 6 Demostrar analíticamente cómo un transformador no puede realizar su función si se conecta en corriente continua. Demostrar, asimismo, cómo puede efectuar su función si se conecta, por el contrario, en corriente alterna?
- 7 ¿A qué se denomina relación de transformación? ¿De qué depende? ¿Cómo se denominan cada uno de los bobinados que forman un transformador?
- 8 ¿Qué es la corriente de vacío? Componentes de la corriente de vacío de un transformador, indicando su misión.
- 9 ¿Qué es la corriente nominal del transformador? ¿Qué misión debe cumplir esta corriente nominal?
- 10 Indicar las aplicaciones de los transformadores de tensión.
- 11 Indicar las aplicaciones de los transformadores de intensidad.
- 12 Tipos de transformadores que existen en la actualidad.
- 14 Demostrar analíticamente la relación de transformación, tensiones e intensidades de un transformador ideal, en régimen de vacío.
- 14 Demostrar analíticamente la relación de transformación, tensiones e intensidades de un transformador ideal, en régimen de carga.
- 15 Demostrar analíticamente la relación de transformación, tensiones e intensidades de un transformador real, en régimen de vacío.
- 16 Demostrar analíticamente la relación de transformación, tensiones e intensidades de un transformador real, en régimen de carga.
- 17 ¿Por qué se obtienen los circuitos equivalentes de los transformadores? ¿Qué condicionantes se consideran para la realización de estos circuitos equivalentes? ¿Cuál es la única relación de transformación que nos llevará a la obtención del circuito equivalente deseado (desaparición de la parte magnética del transformador)?
- 18 Hallar analíticamente la relación de fems, tensiones, corrientes e impedancias que nos permitirá reducir los parámetros del secundario del transformador a su primario.
- 19 Hallar analíticamente la relación de fems, tensiones, corrientes e impedancias que nos permitirá reducir los parámetros del primario del transformador a su secundario.
- 20 ¿Cuáles son las diferencias entre el circuito equivalente exacto y el circuito equivalente aproximado de un transformador (dibujarlos)?
- 21 ¿Cuál es el esquema final utilizado cuando se realizan estudios de grandes redes en sistemas eléctricos de potencia (dibujarlo)? ¿Qué consideraciones deben efectuarse para hallar este último esquema?
- 22 ¿Por qué se realizan diversos ensayos en las máquinas eléctricas? ¿Qué ensayos suelen realizarse? ¿Cuáles son los inconvenientes más importantes a la hora de realizar los ensayos?
- 23 ¿Cómo se solventan los problemas planteados a la hora de realizar los ensayos en las máquinas eléctricas (transformador)? ¿Con qué periodicidad deben repetirse estos ensayos?
- 24 ¿Cómo se realiza el ensayo de vacío? ¿Qué valores debemos predeterminedir (de las magnitudes eléctricas) para que el ensayo sea efectivo? Indicar todos los parámetros que nos permite obtener este ensayo. ¿En la realidad se realizaría el ensayo alimentando el transformador por su lado de alta tensión, o bien, por su lado de baja tensión?
- 25 ¿Cómo se realiza el ensayo de cortocircuito? ¿Qué valores debemos predeterminedir (de las magnitudes eléctricas) para que el ensayo sea efectivo? Indicar todos los parámetros que nos

permite obtener este ensayo. ¿En la realidad se realizaría el ensayo alimentando el transformador por su lado de alta tensión, o bien, por su lado de baja tensión?

- 26 ¿Si no se realiza el ensayo de cortocircuito con las condiciones eléctricas adecuadas, es posible determinar los parámetros buscados sin repetir el ensayo? ¿Qué fórmulas aplicaríamos en este caso?
- 27 ¿A qué se denomina caída de tensión en tanto por ciento de un transformador? ¿Qué expresión analítica tiene la intensidad de cortocircuito, y en qué se diferencia esta intensidad de la hallada en el ensayo de cortocircuito?
- 28 ¿Qué es la caída de tensión en un transformador? Indicar las fórmulas que permiten la obtención de esta caída de tensión en valor absoluto y relativo.
- 29 Dibujar el esquema eléctrico que permite hallar la caída de tensión de un transformador. Dibujar el diagrama fasorial de esta caída de tensión.
- 30 Demostrar analíticamente (mediante formulas), cómo se obtiene la caída de tensión del transformador.

9 Regulación de la tensión en líneas aéreas

9.1 Introducción

Las líneas aéreas para el transporte de energía eléctrica deben cumplir unos requisitos de seguridad, calidad y economía. La seguridad siempre se cumplirá, aun en las condiciones económicas más desfavorables. Pero existen una serie de limitaciones técnicas que condicionan cualquier instalación. Así, los aislantes sólo pueden soportar unas tensiones determinadas; asimismo, la intensidad que circula por las líneas no debe sobrepasar unos valores preestablecidos, el flujo de potencias no excederá de lo permitido por la ley para cada infraestructura, etc.

Todos estos condicionantes obligan al proyectista a realizar unas comprobaciones de los parámetros más característicos, que por ley nunca sobrepasará. De entre las muchas comprobaciones, dos son las más específicas: la caída de tensión y la pérdida de potencia.

La caída de tensión de una línea de transporte de energía eléctrica no sobrepasará el 10% en todo su recorrido mientras que no se permitirá una pérdida de potencia superior al 3%, pero esta vez, cada 100km.

Para dar los valores de estas magnitudes, como de cualquier otra, se pueden expresar de dos formas distintas: mediante valores absolutos o mediante valores relativos

- Una magnitud expresada en valores absolutos tendrá valor y unidades, dándonos el valor exacto que adquiere dicha magnitud, aunque no indique la importancia de la misma.
- Una magnitud expresada en valores relativos no tendrá valor ni unidades, pero nos expresará la importancia del valor obtenido. Por esta razón, ésta es la forma más utilizada para expresar este tipo de limitaciones, ya que más que el valor, interesa lo que representa sobre el total.

Por ejemplo, si una línea tiene una caída de tensión de 1.500 V (valor absoluto), representará una pérdida de tensión pequeña si la línea es de 200.000 V, o por el contrario representará un valor a tener presente si la línea es de 2000 V. Si estos cálculos se realizan con valores relativos (por comparación con otros valores de la línea, como por ejemplo la tensión nominal), entonces en el primer caso la pérdida de tensión representa un 0.75% (valor relativo), mientras que para la segunda tensión representa un 75% del total, ahora sí nos da idea de la importancia de la pérdida.

Expresadas la caída de tensión y la pérdida de potencia en sus dos formas, se representarán mediante las siguientes ecuaciones:

$$\Delta u = U_1 - U_2 \quad \text{Valor absoluto} \quad [9.1]$$

$$\Delta u = \frac{U_1 - U_2}{U} \cdot 100 \quad \text{Valor relativo} \quad [9.2]$$

$$\Delta P = P_1 - P_2 \quad \text{Valor absoluto} \quad [9.3]$$

$$\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P} \cdot 100 \quad \text{Valor relativo} \quad [9.4]$$

Donde:

- U_1, P_1 = valores de la tensión y la potencia al principio de línea
- U_2, P_2 = valores de la tensión y la potencia al final de línea
- U, P = valores de la tensión y la potencia, tomados como referencia (estos valores pueden ser los nominales de la línea)

9.2 Cálculo de las condiciones eléctricas en una línea de energía eléctrica

Sin importar la opción escogida para representar la caída de tensión y la pérdida de potencia, las magnitudes a calcular siempre serán las mismas (las tensiones y las potencias al principio y al final de línea). Pero su cálculo se realizará de forma diferente dependiendo de cuáles son los condicionantes de operación conocidos; generalmente se supone conocida la tensión en uno de sus extremos y la demanda de potencia en el extremo receptor, pero no es el único caso. Así pues, existirán como mínimo tres casos, cuyo cálculo se explica a continuación, no sin antes recordar que:

- *El método empleado para el cálculo será el de las constantes auxiliares, ya que permite el estudio de líneas eléctricas sin importar su longitud.*
- *Siempre supondremos sistemas en estrella, o convertidos de triángulo a estrella. Por tanto se debe recordar que las intensidades de línea son iguales a las de fase, pero que las tensiones de línea (U) son $\sqrt{3}$ veces mayores que las de fase (V).*
- *Las condiciones al principio de línea se simbolizan con el subíndice 1, mientras que las del final de línea lo hacen con el subíndice 2.*

9.2.1 Caso nº 1: conocidas las condiciones de funcionamiento en el final de línea ($P_2, U_2, \varphi_2, A, B, C, D$)

Si conocemos los valores de las magnitudes al final de línea, el cálculo es inmediato a partir de cualquiera de los métodos estudiados en capítulos anteriores, aunque aquí se aplicará el método de las constantes auxiliares, que nos permite calcular cualquier línea independientemente de su longitud. Ya que aplicamos el método de las constantes auxiliares, las letras (A, B, C, D) significarán los vectores que las definen.

Conocidas las magnitudes anteriores, la forma de operar para hallar las condiciones al principio de línea será la siguiente.

Conocidos P_2, U_2 , y φ_2 , es fácil terminar de calcular las otras tres magnitudes que nos faltan para tener completamente definido un punto de la línea, para ello recordemos algunas relaciones entre potencias y el resto de magnitudes:

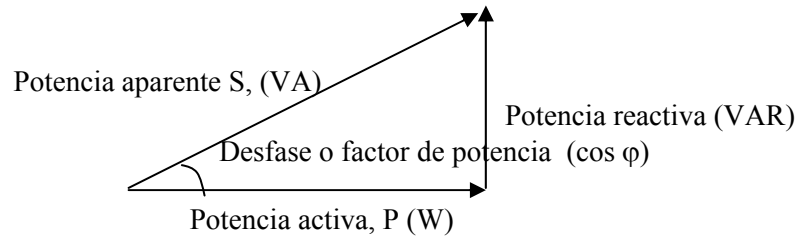


Fig. 9.1 Triángulo de potencias de un sistema equilibrado

$$\text{Así: } P = S \cdot \cos \varphi \quad Q = S \cdot \sin \varphi \quad S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{Q}{\sin \varphi} \quad Q = P \cdot \tan \varphi \quad [9.5]$$

Y recordando que las expresiones totales de las potencias, por ejemplo al final de línea, son:

$$P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2 \quad Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_2 \quad \bar{S}_2 = (P_2 + jQ_2) = \bar{U}_2 \cdot \bar{I}_2^* \cdot \sqrt{3} = |S_2|(\varphi_2) \quad [9.6]$$

Cabe recordar que el ángulo de la potencia aparente, es el ángulo total, que también puede obtenerse mediante la siguiente expresión:

$$\varphi_2 = \varphi_{\bar{U}_2} - \varphi_{\bar{I}_2} \quad [9.7]$$

Una vez recordadas estas expresiones, estamos ya en condiciones de proceder al cálculo de las magnitudes eléctricas al principio de línea. Para ello seguiremos los pasos detallados a continuación:

- Gracias a la P_2 , y a φ_2 , hallamos el resto de potencias, es decir (S_2 y Q_2).
- El módulo de la tensión al final de línea es en muchas ocasiones conocido, pero no su ángulo. No hay problema, ya que puede asignársele un valor de 0° .
- La última magnitud que nos queda, I_2 , se obtiene fácilmente aplicando la expresión:

$$\bar{I}_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot \cos \varphi_2} (\varphi_{\bar{U}_2} - \varphi_2) \quad [9.8]$$

- Aplicando finalmente las ecuaciones del método de las constantes auxiliares, conocidos los valores al final de línea, hallaremos la tensión y la intensidad al principio de línea.

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{V}_2 \cdot \bar{A} + \bar{I}_2 \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_1 = \bar{V}_2 \cdot \bar{C} + \bar{I}_2 \cdot \bar{D} \end{cases} \quad \text{Recordar que: } \bar{V}_2 = \frac{\bar{U}_2}{\sqrt{3}} \quad [9.9]$$

- Conocidas la tensión e intensidad al principio de línea, para hallar las restantes magnitudes se procederá de la siguiente forma:

$$\bar{I}_{1\text{LINEA}} = \bar{I}_{1\text{FASE}} \quad \bar{U}_{1\text{LINEA}} = \bar{V}_{1\text{FASE}} \cdot \sqrt{3} \quad \varphi_1 = \varphi_{\bar{U}_1} - \varphi_{\bar{I}_1} \quad [9.10]$$

- Finalmente se hallarán las potencias al principio de línea:

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 \quad Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 \quad \bar{S}_1 = (P_1 + jQ_1) = \bar{U}_1 \cdot \bar{I}_1^* \cdot \sqrt{3} = |S_1|(\varphi_1) \quad [9.11]$$

- Ya tenemos calculadas las seis magnitudes características al principio de línea, que a modo de resumen detallamos a continuación.

$$\left. \begin{matrix} P_2 \\ \varphi_2 \\ \bar{U}_2 \end{matrix} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{matrix} Q_2 \\ \bar{S}_2 \end{matrix} \right\} \rightarrow \bar{I}_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot \cos \varphi_2} \angle \varphi_{\bar{U}_2} - \varphi_2^\circ \rightarrow \left\{ \begin{matrix} \bar{V}_1 = \bar{V}_2 \cdot \bar{A} + \bar{I}_2 \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_1 = \bar{V}_2 \cdot \bar{C} + \bar{I}_2 \cdot \bar{D} \end{matrix} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{matrix} \bar{U}_1 \\ \bar{I}_1 \\ \varphi_1 \\ P_1 \\ Q_1 \\ \bar{S}_1 \end{matrix} \right\} \quad [9.12]$$

Finalmente, sólo nos queda comprobar la caída de tensión, la pérdida de potencia y el rendimiento de la línea. Ahora ya disponemos de todos los parámetros necesarios para su cálculo:

$$\Delta u = \frac{U_1 - U_2}{U} \cdot 100 \quad \text{valor relativo} \quad [9.13]$$

$$\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P} \cdot 100 \quad \text{Valor relativo} \quad [9.14]$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} 100 \quad [9.15]$$

- Recordar que no se debe sobrepasar el 10% en la caída de tensión en toda la longitud de la línea, el 3% de la pérdida de potencia por cada 100 km de línea, y que el rendimiento, al depender de esta potencia, suele ser muy elevado.

9.2.2 Caso nº 2: conocidas las condiciones de funcionamiento en el principio de línea (P_1 , U_1 , φ_1 , A , B , C , D)

Si conocemos los valores de las magnitudes al principio de línea, el cálculo es inmediato a partir de cualquiera de los métodos estudiados en capítulos anteriores, aunque se vuelve a aplicar el método de las constantes auxiliares, que nos permite estudiar cualquier línea independientemente de su longitud. Como en el caso anterior, las letras (A , B , C , D) significarán los vectores que definen a estas constantes auxiliares.

Conocidas las magnitudes anteriores, la forma de operar para hallar las condiciones al final de línea será la siguiente.

Conocidos P_1 , U_1 , y φ_1 , es fácil calcular las otras tres magnitudes que nos faltan para tener completamente definido un punto de la línea, para ello se aplica:

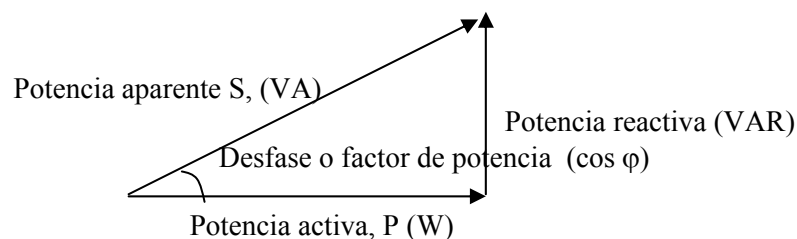


Fig. 9.2 Triángulo de potencias de un sistema eléctrico

$$P = S \cdot \cos \varphi \quad Q = S \cdot \sin \varphi \quad S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{Q}{\sin \varphi} \quad Q = P \cdot \tan \varphi \quad [9.16]$$

Y recordando que las expresiones totales de las potencias, por ejemplo al principio de línea son:

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 \quad Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 \quad \bar{S}_1 = (P_1 + jQ_1) = \bar{U}_1 \cdot \bar{I}_1^* \cdot \sqrt{3} = |S_1|(\varphi_1) \quad [9.17]$$

Cabe recordar que el ángulo de la potencia aparente, es el ángulo total, que también puede obtenerse mediante la siguiente expresión:

$$\varphi_1 = \varphi_{\bar{U}_1} - \varphi_{\bar{I}_1} \quad [9.18]$$

- Gracias a la P_1 y a φ_1 , hallamos el resto de potencias, es decir (S_1 y Q_1).
- En este caso debe ser conocido no sólo el módulo de la tensión al principio de línea, sino también su ángulo, ya que ahora éste no puede considerarse nulo.
- La última magnitud que nos queda, I_1 , se obtiene fácilmente aplicando la expresión:

$$\bar{I}_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi_1} (\varphi_{\bar{U}_1} - \varphi_1) \quad [9.19]$$

- Aplicando finalmente las ecuaciones del método de las constantes auxiliares, conocidos los valores al inicio de línea, hallaremos la tensión y la intensidad al final de ésta.

$$\begin{cases} \bar{V}_2 = \bar{V}_1 \cdot \bar{D} - \bar{I}_1 \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_2 = \bar{I}_1 \cdot \bar{A} - \bar{V}_1 \cdot \bar{C} \end{cases} \quad \text{Recordar que: } \bar{V}_1 = \frac{\bar{U}_1}{\sqrt{3}} \quad [9.20]$$

- Conocidas la tensión e intensidad al final de línea, para hallar las restantes magnitudes se procederá de la siguiente forma:

$$\bar{I}_{2LÍNEA} = \bar{I}_{2FASE} \quad \bar{U}_{2LÍNEA} = \bar{V}_{2FASE} \cdot \sqrt{3} \quad \varphi_2 = \varphi_{\bar{U}_2} - \varphi_{\bar{I}_2} \quad [9.21]$$

- Finalmente se hallarán las potencias al final de línea:

$$P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2 \quad Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_2 \quad \bar{S}_2 = (P_2 + jQ_2) = \bar{U}_2 \cdot \bar{I}_2^* \cdot \sqrt{3} = |S_2|(\varphi_2) \quad [9.22]$$

- Ya tenemos calculadas las seis magnitudes características al final de línea, que a modo de resumen detallamos a continuación.

$$\left. \begin{matrix} P_1 \\ \varphi_1 \\ \bar{U}_1 \end{matrix} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{matrix} Q_1 \\ \bar{S}_1 \end{matrix} \right\} \rightarrow \bar{I}_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi_1} \angle \varphi_{\bar{U}_1} - \varphi_1 \rightarrow \left\{ \begin{matrix} \bar{V}_2 = \bar{V}_1 \cdot \bar{D} - \bar{I}_1 \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_2 = \bar{I}_1 \cdot \bar{A} - \bar{V}_1 \cdot \bar{C} \end{matrix} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{matrix} \bar{U}_2 \\ \bar{I}_2 \\ \varphi_2 \\ P_2 \\ Q_2 \\ \bar{S}_2 \end{matrix} \right\} \quad [9.23]$$

- Finalmente, sólo nos queda comprobar la caída de tensión, la pérdida de potencia y el rendimiento de la línea. Ahora ya disponemos de todos los parámetros necesarios para su cálculo:

$$\Delta u = \frac{U_1 - U_2}{U} \cdot 100 \quad \text{Valor relativo} \quad [9.24]$$

$$\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P} \cdot 100 \quad \text{Valor relativo} \quad [9.25]$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} 100 \quad [9.26]$$

- Recordar que no se debe sobrepasar el 10% en la caída de tensión en toda la longitud de la línea, el 3% de la pérdida de potencia por cada 100 km de línea, y que el rendimiento, al depender de esta potencia, suele ser muy elevado.

9.2.3 Caso nº 3: conocidas algunas condiciones del inicio y del final de línea ($P_2, U_2, \varphi_2, A, B, C, D$)

El cálculo de las magnitudes eléctricas es en este caso más complejo, ya que hasta ahora conocíamos (o como mínimo disponíamos) los parámetros necesarios para definir completamente un punto de la línea (era posible determinar las seis magnitudes eléctricas). Sin embargo ahora conocemos algunas magnitudes del principio de línea y algunas del final de la misma, resultando inoperantes las fórmulas utilizadas hasta el momento.

Vamos a desarrollar una fórmula que permita realizar este cálculo de forma rápida y directa, partiendo inicialmente de una línea corta (longitud menor a 80 km). Posteriormente, se extenderá su cálculo a líneas de cualquier longitud.

Se ha visto que la ecuación de la tensión en una línea corta es la correspondiente a un circuito formado por la impedancia serie total de la línea:

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 - \bar{Z}_{LINEA} \cdot \bar{I}_{LINEA} \quad [9.27]$$

La impedancia de la línea está formada por una resistencia y una impedancia:

$$\bar{Z}_t = R_t + j \cdot X_t \quad [9.28]$$

Tomando la tensión de fase al final de línea como valor de referencia:

$$\bar{V}_2 = V_2 \angle 0^\circ \quad [9.29]$$

Comprobamos que se cumple la siguiente igualdad:

$$\bar{I}_2 = \left(\frac{\bar{S}_2}{3 \cdot \bar{V}_2} \right)^* = \left(\frac{\sqrt{3} \cdot \bar{U}_2 \cdot \bar{I}_2^*}{3 \cdot \bar{V}_2} \right)^* = \left(\frac{\sqrt{3} \cdot \bar{V}_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \bar{I}_2^*}{3 \cdot \bar{V}_2} \right)^* = (\bar{I}_2^*)^* = \bar{I}_2 \quad [9.30]$$

Y finalmente, la potencia aparente conjugada (signo del asterisco), se puede expresar también como:

$$\bar{S}_2^* = P_2 - j \cdot Q_2 \quad [9.31]$$

Estamos ya en condiciones de empezar a calcular la expresión buscada. La tensión al principio de línea puede expresarse:

$$\begin{aligned}\bar{V}_1 &= \bar{V}_2 + \bar{Z}_t \cdot \bar{I}_2 = \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \left(\frac{\bar{S}_2}{3\bar{V}_2} \right)^* = \\ \bar{V}_1 &= \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \left(\frac{P_2 + jQ_2}{3\bar{V}_2} \right)^* = \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \left(\frac{P_2 - jQ_2}{3\bar{V}_2} \right) \quad [9.32]\end{aligned}$$

El cambio de signo de las potencias es debido a que estaban conjugadas (signo del asterisco).

Nombraremos a partir de ahora a la resistencia y a la reactancia de la línea simplemente R y X . Si se separan las partes reales y las imaginarias de la ecuación anterior, se obtiene:

$$\bar{V}_1 = \left(\bar{V}_2 + \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{3\bar{V}_2} \right) + j \cdot \left(\frac{X \cdot P_2 - R \cdot Q_2}{3\bar{V}_2} \right) \quad [9.33]$$

Convirtiendo las tensiones de fase en tensiones de línea y dividiendo todos los términos por $\sqrt{3}$, resulta la siguiente ecuación:

$$\frac{\bar{U}_1}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3}} = \left(\frac{\bar{U}_2}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3}} + \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{3\bar{U}_2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{3}} \right) + j \cdot \left(\frac{X \cdot P_2 - R \cdot Q_2}{3\bar{U}_2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{3}} \right) \quad [9.34]$$

Simplificando, obtenemos la ecuación que nos permitirá deducir tanto la caída de tensión aproximada de una línea como la fórmula para obtener, dadas las condiciones consideradas, la tensión al final de la misma.

$$\boxed{\bar{U}_1 = \left(\bar{U}_2 + \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{\bar{U}_2} \right) + j \cdot \left(\frac{X \cdot P_2 - R \cdot Q_2}{\bar{U}_2} \right)} \quad [9.35]$$

Si se multiplican ambos lados de esta ecuación por su conjugado complejo, y considerando que la tensión en el extremo final de línea es un vector sin ángulo de desfase (con 0°), siendo posible asimilarlo a un escalar, tendremos:

$$\bar{U}_1 \cdot \bar{U}_1^* = [(A + j \cdot B) \cdot (A - j \cdot B)] = [A^2 - j \cdot A \cdot B + j \cdot A \cdot B + B^2] = A^2 + B^2 \quad [9.36]$$

Que en nuestro caso representa:

$$\begin{aligned}U_1^2 &= \left[U_2^2 + \left(\frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{U_2} \right)^2 + 2 \cdot \left(U_2 \cdot \frac{(R \cdot P_2 + X \cdot Q_2)}{U_2} \right) \right] + \\ &\left[\frac{(P_2 \cdot X)^2 + (Q_2 \cdot R)^2 - 2 \cdot P_2 \cdot X \cdot Q_2 \cdot R}{U_2^2} \right] \quad [9.37]\end{aligned}$$

Operando y eliminando los términos comunes:

$$U_1^2 = \left[U_2^2 + \frac{(R \cdot P_2)^2 + (X \cdot Q_2)^2 + 2 \cdot (R \cdot P_2 \cdot X \cdot Q_2)}{U_2^2} + 2 \cdot (R \cdot P_2 + X \cdot Q_2) + \frac{(P_2 \cdot X)^2 + (Q_2 \cdot R)^2 - 2 \cdot P_2 \cdot X \cdot Q_2 \cdot R}{U_2^2} \right] \quad [9.38]$$

Agrupando términos, obtenemos:

$$U_1^2 = U_2^2 + 2 \cdot (R \cdot P_2 + X \cdot Q_2) + \frac{(R \cdot P_2)^2 + (X \cdot Q_2)^2 + (X \cdot P_2)^2 + (R \cdot Q_2)^2}{U_2^2} \quad [9.39]$$

Y recordando que:

$$(|\bar{S}| \cdot |\bar{Z}|)^2 = |\bar{S}|^2 \cdot |\bar{Z}|^2 = (P^2 + Q^2) \cdot (R^2 + X^2) = (PR)^2 + (PX)^2 + (QR)^2 + (QX)^2 \quad [9.40]$$

Obtenemos:

$$U_1^2 = U_2^2 + \frac{(Z \cdot S_2)^2}{U_2^2} + 2 \cdot (R \cdot P_2 + X \cdot Q_2) \quad [9.41]$$

Siendo Z , y S_2 , los módulos respectivos de la impedancia de línea y de la potencia aparente del final de línea.

De donde se obtiene la siguiente ecuación para líneas cortas:

$$U_2^4 + 2 \cdot [(R \cdot P_2 + X \cdot Q_2) - U_1^2] \cdot U_2^2 + (Z \cdot S_2)^2 = 0 \quad [9.42]$$

En esta ecuación son conocidos todos los términos, excepto la tensión al final de línea (U_2), por lo que ésta puede obtenerse fácilmente. Las unidades empleadas son:

- Tensiones en kV
- Potencias en MW, MVAR, o MVA
- Resistencias, reactancias o impedancias en Ω

Como se ha podido seguir en la demostración de la fórmula, en ella sólo se opera con los módulos de los vectores. Por tanto, el valor de la tensión al final de línea obtenido también será un módulo (no conoceremos el ángulo), aunque puede asignársele (al ser la tensión al final de línea) los 0° , y ya tendremos el vector buscado.

La generalización de esta ecuación para cualquier tipo de línea es inmediata, a partir de la ecuación de la tensión al principio de línea para líneas cortas:

$$\bar{V}_1 \equiv \bar{V}_2 + \bar{Z} \cdot \bar{I}_2 \quad [9.43]$$

Si la comparamos con la misma ecuación, pero dada para líneas largas (método de las constantes auxiliares):

$$\bar{V}_1 = \bar{A} \cdot \bar{V}_2 + \bar{B} \cdot \bar{I}_2 \quad [9.44]$$

Se obtiene:

$$\frac{\bar{V}_1}{\bar{A}} = \bar{V}_2 + \frac{\bar{B}}{\bar{A}} \cdot \bar{I}_2 \quad [9.45]$$

Que no es más que la expresión de la ecuación de la tensión en el circuito equivalente de Thevenin de la línea, visto desde el extremo receptor, la cual podemos anotar de la siguiente forma:

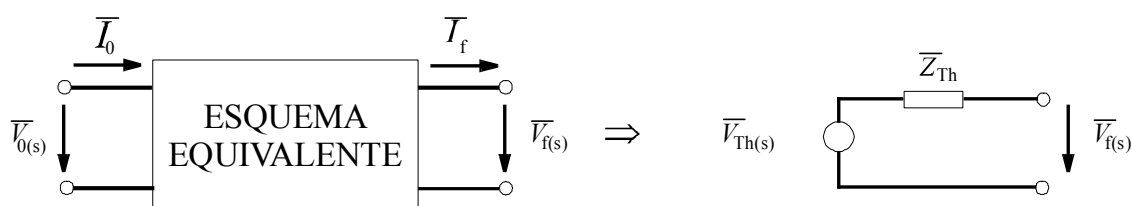


Fig. 9.3 Equivalente de Thevenin de una línea visto desde el extremo receptor

Donde:

$$\bar{V}_{1Th} = \bar{V}_2 + \bar{Z}_{Th} \cdot \bar{I}_2 \quad [9.46]$$

Siendo:

$$\bar{U}_{1Th} = \frac{\bar{U}_1}{\bar{A}} \quad \text{Y} \quad \bar{Z}_{Th} = \frac{\bar{B}}{\bar{A}} = (R_{Th} + jX_{Th}) \quad [9.47]$$

Teniendo en cuenta este resultado, el cálculo de la tensión al final de línea puede realizarse a partir de la ecuación final obtenida para líneas cortas, con sólo sustituir estos últimos términos:

$$U_2^4 + [2 \cdot (R_{Th} \cdot P_2 + X_{Th} \cdot Q_2) - U_{1Th}^2] \cdot U_2^2 + (Z_{Th} \cdot S_2)^2 = 0 \quad [9.48]$$

Ésta es la ecuación que nos permitirá obtener, para cualquier longitud, la tensión compuesta o tensión de línea, al final de la misma, conocidos todos los restantes parámetros.

Como en el caso de líneas cortas, las unidades empleadas serán:

- Tensiones en kV
- Potencias en MW, MVAR, o MVA
- Resistencias, reactancias o impedancias en Ω

También en este caso el valor de la tensión al final de línea obtenida será un módulo (no conoceremos el ángulo), aunque puede asignarsele (al ser la tensión al final de línea) los 0° , y ya tenemos el vector buscado.

Con estos requisitos, el problema se convierte en el resuelto para el caso n° 1, ya que ahora conocemos: $\bar{U}_1, \bar{U}_2, P_2, \varphi_2$. Es decir, y a modo de resumen:

$$\left. \begin{array}{l} P_2 \\ \varphi_2 \\ \bar{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ \end{array} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} Q_2 \\ \bar{S}_2 \end{array} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_1 = \bar{V}_2 \cdot \bar{A} + \bar{I}_2 \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_1 = \bar{V}_2 \cdot \bar{C} + \bar{I}_2 \cdot \bar{D} \end{array} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} \bar{U}_1 \\ \bar{I}_1 \\ \varphi_1 \\ P_1 \\ Q_1 \\ \bar{S}_1 \end{array} \right\} \quad [9.49]$$

Y con estos parámetros es posible hallar la caída de tensión, la pérdida de potencia y el rendimiento:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta v = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \cdot 100 \\ \Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P_1} \cdot 100 \\ \eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 \end{array} \right. \quad [9.50]$$

Cabe recordar, también en este caso, que no debe sobrepasarse el 10% en la caída de tensión en toda la longitud de la línea, el 3% de la pérdida de potencia por cada 100 km de línea, y que el rendimiento, al depender de esta potencia, suele ser muy elevado.

Si en lugar de los parámetros del circuito equivalente de Thevenin se desea obtener la tensión final utilizando la tensión real en el origen de línea y las constantes auxiliares de transmisión, la ecuación a resolver tendrá la siguiente expresión:

$$U_2^4 + \left(2 \cdot \operatorname{Re} \left[\frac{\bar{B}}{\bar{A}} \cdot \bar{S}_2^* \right] - \left| \frac{\bar{U}_1}{\bar{A}} \right|^2 \right) \cdot U_2^2 + \left| \frac{\bar{B}}{\bar{A}} \right|^2 \cdot S_2^2 = 0 \quad [9.51]$$

Una vez hallada la tensión al final de línea, se procederá de igual forma que en el caso anterior del equivalente de Thevenin.

9.3 Cálculo aproximado de la caída de tensión en una línea corta

En el apartado anterior se ha visto que utilizando las siguientes notaciones:

- tensión en el final de línea: $\bar{V}_2 = V_2 \cdot (1 + 0 \cdot j)$ [9.52]
- impedancia serie total por fase: $\bar{Z}_t = (R_t + j \cdot X_t)$ [9.53]
- demanda de potencia aparente total: $\bar{S}_2 = (P_2 + j \cdot Q_2)$ [9.54]

y sustituyendo la expresión de la intensidad de corriente por fase:

$$\bar{I}_2 = \left(\frac{\bar{S}_2}{3 \cdot \bar{V}_2} \right)^* = \frac{P_2 - j \cdot Q_2}{3 \cdot V_2} \quad [9.55]$$

en la ecuación de la línea corta:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \bar{Z}_L \cdot \bar{I}_L \quad [9.56]$$

resultaba una expresión para la tensión inicial:

$$\bar{V}_1 = \left(\bar{V}_2 + \frac{R_t \cdot P_2 + X_t \cdot Q_2}{3 \cdot \bar{V}_2} \right) + j \cdot \left(\frac{X_t \cdot P_2 - R_t \cdot Q_2}{3 \cdot \bar{V}_2} \right), \quad [9.57]$$

Pasando las tensiones de fase a tensiones de línea y dividiendo cada término por $\sqrt{3}$, se obtiene la expresión ya conocida del apartado anterior:

$$\bar{U}_1 = \left(\bar{U}_2 + \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{\bar{U}_2} \right) + j \cdot \left(\frac{X \cdot P_2 - R \cdot Q_2}{\bar{U}_2} \right) \quad [9.58]$$

El módulo de la tensión de línea en el origen se puede obtener a partir de la siguiente expresión:

$$|U_1| = \sqrt{\left(U_2 + \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{X \cdot P_2 - R \cdot Q_2}{U_2} \right)^2} = \left(U_2 + \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{U_2} \right) \quad [9.59]$$

Considerando que: $\bar{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ = U_2$, y que la aportación de la parte imaginaria, cuando las condiciones de operación son normales, suele ser muy pequeña o despreciable, el módulo de la tensión en el origen de línea puede obtenerse, de forma aproximada, mediante la expresión anterior.

Si se define la caída de tensión, de forma relativa o en tanto por ciento, como la diferencia de tensiones compuesta entre el origen y el final de la línea, referidas a la tensión al final de la línea, tendremos:

$$\Delta v = \frac{U_1 - U_2}{U_2} \cdot 100 \quad [9.60]$$

Este valor puede aproximarse mediante los datos obtenidos a la siguiente fórmula:

$$\boxed{\Delta v} = \frac{U_2 + \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{U_2} - U_2}{U_2} \cdot 100 = \boxed{\frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{U_2^2} \cdot 100} \quad [9.61]$$

Esta expresión es muy útil, ya que no sólo permite obtener de forma rápida la caída de tensión, sino que también servirá para introducir los distintos métodos de regulación de la tensión.

Se comprueba que el signo de la caída de tensión depende del signo que tenga el término del numerador (ya que el denominador está al cuadrado). Si analizamos esta expresión podremos extraer algunas conclusiones importantes:

- La caída de tensión en una línea corta será positiva, siempre que el factor de potencia de la demanda de potencia sea inductivo, es decir, que el término $Q_2 > 0$.
- Una caída de tensión negativa o nula sólo se puede obtenerse si la potencia reactiva en el final de línea es de signo negativo, es decir, capacitiva ($Q_2 < 0$).

- Incluso con una carga capacitiva, la caída de tensión puede ser positiva; bastará con que se cumpla la siguiente desigualdad:

$$|R_t \cdot P_2| > |X_t \cdot Q_2| \quad [9.62]$$

9.4 Flujo de potencia en una línea eléctrica aérea

De las ecuaciones de transmisión de una línea aérea, pueden deducirse las relaciones existentes entre las tensiones y los flujos de potencia en los extremos de la línea.

Estas relaciones son importantes, ya que nos permiten el cálculo de las tensiones compuestas en el principio y en el final de línea para diversos casos en los que son diferentes los parámetros conocidos. Si sabemos calcular las tensiones compuestas en los extremos de la línea, en sus más diversas condiciones de operación, entonces ¿por qué no expresar las potencias en función de estas tensiones, siempre conocidas?

Ya sabemos, de apartados anteriores, que las ecuaciones generales de una línea, expresadas por el método de las constantes auxiliares, respondían a las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{A} \cdot \bar{V}_2 + \bar{B} \cdot \bar{I}_2 \\ \bar{I}_1 &= \bar{C} \cdot \bar{V}_2 + \bar{D} \cdot \bar{I}_2 \end{aligned} \quad [9.63]$$

Estas expresiones eran válidas para cualquier longitud. De la primera expresión se puede despejar la intensidad de corriente en el final de línea:

$$\bar{V}_1 = \bar{A} \cdot \bar{V}_2 + \bar{B} \cdot \bar{I}_2 \quad \rightarrow \quad \boxed{\bar{I}_2 = \frac{\bar{V}_1 - \bar{A} \cdot \bar{V}_2}{\bar{B}}} \quad [9.64]$$

Mientras que de la segunda expresión se obtiene:

$$\bar{I}_1 = \bar{C} \cdot \bar{V}_2 + \bar{D} \cdot \bar{I}_2 = \bar{C} \cdot \bar{V}_2 + \frac{\bar{D} \cdot \bar{V}_1 - \bar{D} \cdot \bar{A} \cdot \bar{V}_2}{\bar{B}} = \bar{V}_1 \cdot \frac{\bar{D}}{\bar{B}} - \bar{V}_2 \cdot \left(\frac{\bar{D} \cdot \bar{A}}{\bar{B}} - \bar{C} \right) \quad [9.65]$$

Recordando que una de las tres comprobaciones, para conocer la bondad de los resultados del método de las constantes auxiliares, era:

$$\bar{D} \cdot \bar{A} - \bar{B} \cdot \bar{C} = (1 + j0) \quad [9.66]$$

nos permitirá resolver:

$$\frac{\bar{D} \cdot \bar{A} - \bar{B} \cdot \bar{C}}{\bar{B}} = \frac{1}{\bar{B}} \quad [9.67]$$

Quedando la segunda expresión de la siguiente forma:

$$\boxed{\bar{I}_1 = \bar{C} \cdot \bar{V}_2 + \bar{D} \cdot \left(\frac{\bar{V}_1 - \bar{A} \cdot \bar{V}_2}{\bar{B}} \right) = \frac{\bar{D}}{\bar{B}} \cdot \bar{V}_1 - \frac{1}{\bar{B}} \cdot \bar{V}_2} \quad [9.68]$$

9.4.1 Flujo de potencia al inicio de una línea eléctrica en función de las tensiones terminales

Utilizando las dos relaciones anteriores del recuadro, se puede obtener una expresión de la potencia en el inicio de línea en función de las tensiones en sus dos extremos; para ello recordaremos que la potencia de línea es tres veces la potencia de fase:

$$\begin{aligned}\bar{S}_{LINEA} &= 3 \cdot \bar{S}_{1FASE} = 3 \cdot \bar{V}_1 \cdot \bar{I}_1^* = 3 \cdot \left(\frac{\bar{V}_1 \cdot \bar{V}_1^* \cdot \bar{D}^*}{\bar{B}^*} - \frac{\bar{V}_1 \cdot \bar{V}_2^*}{\bar{B}^*} \right) = \\ &3 \cdot \left(\frac{V_1^2 \cdot D}{B} \angle \alpha_B - \alpha_D - \frac{V_1 \cdot V_2}{B} \angle \alpha_B + \delta_1 \right)\end{aligned}\quad [9.69]$$

Para realizar el último paso se ha considerado que: $\bar{V}_2 = V_2 \angle 0^\circ$ y $\bar{V}_1 = V_1 \angle \delta_1$ [9.70]

Pasando las tensiones de fase a tensiones de línea, tendremos:

$$\bar{S}_{LINEA} = 3 \cdot \bar{S}_{1FASE} = \left(\frac{U_1^2 \cdot D}{B} \angle \alpha_B - \alpha_D - \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \angle \alpha_B + \delta_1 \right) \quad [9.71]$$

Asimismo las potencias activas y reactivas al principio de línea serán:

$$P_1 = \bar{S}_1 \cdot \cos \varphi = \frac{U_1^2 \cdot D}{B} \cos(\alpha_B - \alpha_D) - \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \cos(\alpha_B + \delta_1) \quad [9.72]$$

$$Q_1 = \bar{S}_1 \cdot \sin \varphi = \frac{U_1^2 \cdot D}{B} \sin(\alpha_B - \alpha_D) - \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \sin(\alpha_B + \delta_1) \quad [9.73]$$

9.4.2 Flujo de potencia al final de una línea eléctrica en función de las tensiones terminales

Utilizando nuevamente las dos relaciones enmarcadas anteriormente de las intensidades en función de las tensiones, obtendremos ahora una expresión de la potencia en el final de línea en función de las tensiones en sus dos extremos; para ello recordaremos que la potencia de línea es tres veces la potencia de fase:

$$\begin{aligned}\bar{S}_{LINEA} &= 3 \cdot \bar{S}_{2FASE} = 3 \cdot \bar{V}_2 \cdot \bar{I}_2^* = 3 \cdot \left(\frac{\bar{V}_2 \cdot \bar{V}_1^*}{\bar{B}^*} - \frac{\bar{V}_2 \cdot \bar{V}_2^* \cdot \bar{A}^*}{\bar{B}^*} \right) = \\ &3 \cdot \left(\frac{V_1 \cdot V_2}{B} \angle \alpha_B - \delta_1 - \frac{V_2^2 \cdot A}{B} \angle \alpha_B - \alpha_A \right)\end{aligned}\quad [9.74]$$

Para realizar el último paso, se ha considerado que: $\bar{V}_2 = V_2 \angle 0^\circ$ y $\bar{V}_1 = V_1 \angle \delta_1$ [9.75]

Si en lugar de expresar la potencia en función de las tensiones de fase se emplean las tensiones compuestas o de línea, tendremos:

$$\bar{S}_{2LINEA} = 3 \cdot \bar{S}_{2FASE} = \left(\frac{U_1 \cdot U_2}{B} \angle \alpha_{\bar{B}} - \delta_1 - \frac{U_2^2 \cdot A}{B} \angle \alpha_{\bar{B}} - \alpha_{\bar{A}} \right) \quad [9.76]$$

La deducción de las potencias activas y reactivas al final de línea es ahora inmediata:

$$P_2 = \bar{S}_2 \cdot \cos \varphi = \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \cos(\alpha_{\bar{B}} - \delta_1) - \frac{U_2^2 \cdot A}{B} \cos(\alpha_{\bar{B}} - \alpha_{\bar{A}}) \quad [9.77]$$

$$Q_2 = \bar{S}_2 \cdot \sin \varphi = \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \sin(\alpha_{\bar{B}} - \delta_1) - \frac{U_2^2 \cdot A}{B} \sin(\alpha_{\bar{B}} - \alpha_{\bar{A}}) \quad [9.78]$$

Los resultados así obtenidos son de aplicación general y, por tanto, validos para cualquier línea eléctrica independientemente de su longitud, ya que han sido obtenidos a partir del método exacto de las constantes auxiliares.

9.4.3 Conclusiones a las fórmulas del flujo de potencia en función de las tensiones terminales

Las fórmulas halladas en el apartado anterior nos permiten, con sólo conocer las tensiones terminales y las constantes auxiliares de la línea, obtener sus flujos de potencia, tanto al principio como al final de la misma.

Pero estas ecuaciones también permiten obtener unas conclusiones interesantes, que nos ayudarán a comprender mejor el funcionamiento de las líneas de transporte de energía eléctrica:

- Si se mantienen constantes los valores de las tensiones en los dos extremos de una línea, la máxima potencia activa que puede atenderse en su extremo receptor será aquella para la que se cumpla:

$$\delta_1 = \alpha_{\bar{B}} \quad \text{por tanto} \quad \cos(\alpha_{\bar{B}} - \delta_1) = \cos 0^\circ = 1 \quad [9.79]$$

Se debe recordar que δ_1 es el ángulo formado por las dos tensiones (la inicial de la línea y la del final de la misma). Este ángulo es el único modificable, ya que los otros corresponden a los ángulos de las constantes auxiliares que son fijos, a menos que modifiquemos la línea.

La expresión de esta potencia máxima vendrá dada por la ecuación:

$$P_{2MAX} = \frac{U_2 \cdot U_1}{B} - \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \cos(\alpha_{\bar{B}} - \alpha_{\bar{A}}) \quad [9.80]$$

Esta será la potencia máxima exacta que podrá recibir el final de línea.

- Si consideramos que el sistema se comporta como una línea corta (aproximación del caso anterior) y se desprecia el efecto de la admitancia transversal de la línea y se supone que ésta tiene un comportamiento ideal (no disipa potencia), entonces las constantes auxiliares tomarán los valores:

$$\bar{A} = (1 + j0) \quad \bar{B} \approx \bar{Z}_L = (R_L + jX_L) \approx X_L \quad \bar{C} = 0 \quad \bar{D} = (1 + j0) \quad [9.81]$$

La fórmula de la potencia valdrá:

$$\begin{aligned} P_2 &= \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \cos(\alpha_B - \delta_1) - \frac{U_2^2 \cdot A}{B} \cos(\alpha_B - \alpha_A) = \\ &= \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \cos(90^\circ - \delta_1) - \frac{U_2^2 \cdot 1}{X_L} \cos(90^\circ - 0^\circ) = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \sin \delta_1 \end{aligned} \quad [9.82]$$

Esta potencia será máxima cuando del ángulo $\delta_1 = 90^\circ$, entonces el $\sin 90^\circ = 1$. Es decir:

$$P_{2MAX} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \cdot \sin(\delta_1) = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \quad [9.83]$$

Según estos resultados, la condición necesaria y suficiente para que el flujo de potencia activa vaya en un determinado sentido (aquí se ha considerado del extremo "origen" al extremo "final") es que $\sin(\delta_1)$ sea positivo, o dicho de otra forma, que la tensión en el extremo emisor vaya adelantada con respecto a la tensión en el extremo receptor. Obsérvese que no es necesario que el módulo de U_1 sea más grande que el módulo de U_2 .

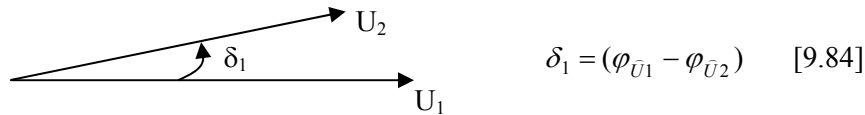


Fig. 9.4 Ángulo (δ_1), que relaciona las tensiones inicial y final de línea

Esta es una condición muy importante, ya que nos determina que solamente cumpliéndose la condición de que el ángulo (δ_1) vaya aumentando a medida que nos acercamos al origen de línea, es suficiente tanto para que δ_1 como $\sin \delta_1$ sean positivos y la potencia fluya de forma normal desde el origen de la línea hasta el final de la línea.

Si por el contrario, aunque la tensión en el principio de línea sea mayor (en módulo) que al final de la misma, el ángulo va decreciendo a medida que avanzamos hacia el principio de línea, la potencia fluirá desde el final de línea hacia el principio de la misma.

Este resultado es válido en cualquier red o sistema cuyo circuito equivalente sea una reactancia inductiva. Uno de estos circuitos es el que corresponde a una máquina síncrona de rotor liso en el que se desprecia el efecto de la resistencia de los circuitos del estátor.

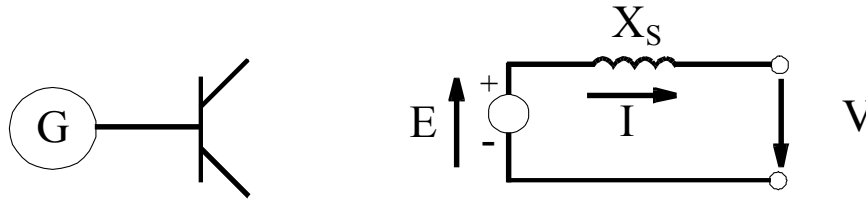


Fig. 9.5 Circuito equivalente de una máquina síncrona

Según el resultado anterior, la máquina funciona como generador, es decir, el flujo de potencia activa va hacia la red (de E a V), cuando el vector de f.e.m. interna E esté en adelante con respecto a la tensión terminal en la máquina. Inversamente, la máquina síncrona funcionará como motor y el flujo de potencia activa irá desde la red hacia la f.e.m. (generador) si la tensión terminal en la máquina es la que se encuentra adelantada. Nótese que no se especifica para nada los valores de los módulos de las tensiones.

Otra conclusión interesante es la que hace referencia al límite de potencia máxima que puede atender una línea; este límite, según la expresión definida anteriormente, es directamente proporcional al producto de las tensiones terminales e inversamente proporcional a la reactancia total de la línea; de aquí se deducen inmediatamente dos formas de aumentar la potencia que se puede transportar:

- Aumentando el nivel de tensión de la línea; la potencia en este caso aumentará con el cuadrado de la tensión.
- Disminuyendo la reactancia equivalente entre los dos extremos terminales de la línea; esto se puede conseguir, por ejemplo, insertando un banco de condensadores en serie con la línea, de forma que:

$$P_{2MAX} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \cdot \sin(\delta_1) = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} = \frac{U^2}{(X_L - X_C)} \quad [9.85]$$

Siendo U el nivel de tensión de la línea y X_C la reactancia por fase del banco de condensadores.

Teóricamente, según la fórmula anterior, se podría conseguir (incluyendo tantos condensadores que eliminarán la reactancia de la bobina) que el denominador fuera cero, y que, por tanto, la potencia activa fuera infinita. Esto no es posible, ya que no debe olvidarse que la ecuación anterior es una aproximación de la real. En aquélla (consultar apartados anteriores) no se despreciaba el efecto óhmico, y por tanto el denominador tendría que incluir una resistencia que nunca sería nula.

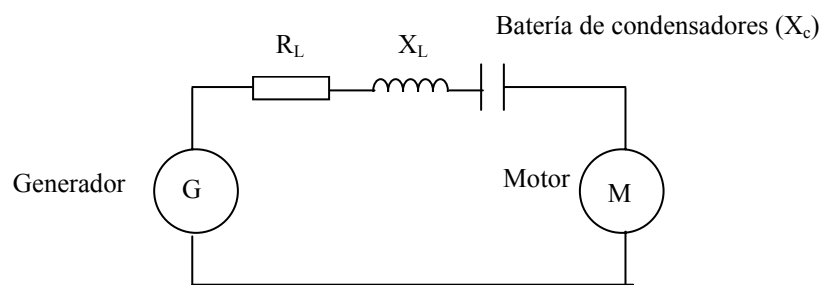


Fig. 9.6 Inclusión de una batería de condensadores en serie con la línea

- Sin la batería de condensadores: $\bar{Z} = (R_L + jX_L)$ [9.86]
- Con la batería de condensadores: $\bar{Z}^* = (R_L + jX_L - X_C)$ [9.87]
- En general, se cumplirá: $\bar{Z} > \bar{Z}^*$ [9.88]

9.5 Regulación de la tensión en líneas eléctricas

Hasta ahora hemos visto cómo calcular y cuantificar la caída de tensión. Se han introducido ecuaciones que nos permiten su cálculo de muy diversas formas y condiciones de funcionamiento, pero poco se ha hablado de los métodos existentes para eliminar su efecto, o como mínimo, reducirlo a valores despreciables, manteniéndola siempre dentro de los márgenes establecidos por la ley.

Normalmente la caída de tensión suele significar una pérdida de potencial en los receptores, aunque no siempre es así. Por ello es posible encontrarnos dos casos, dependiendo del signo adquirido por la caída de tensión:

- Una caída de tensión muy elevada y positiva es generalmente debida a un exceso en la demanda de potencia; en tal caso, es necesario tomar alguna medida que evite una tensión muy baja, ya que esto puede provocar problemas en los receptores. Así por ejemplo, el par de arranque de un motor es proporcional al cuadrado de la tensión de alimentación; si ésta es muy baja, en determinadas condiciones, el motor puede no arrancar.
- En líneas muy largas, en las que el efecto de su capacidad es importante (efecto *Ferranti*), puede originarse una caída de tensión negativa, es decir, la tensión al final de línea puede elevarse por encima del valor nominal; dependiendo del nivel alcanzado, esta tensión puede llegar a ser peligrosa. El nivel de tensión en los nudos de una red de potencia es una medida de la calidad de servicio.

Aunque una caída de tensión superior al margen tolerable puede darse en cualquier línea, la introducción de los métodos de regulación de tensión se realizará analizando primeramente la fórmula de la caída de tensión en una línea corta, para posteriormente ampliar los conceptos a no importa que tipo de línea. Pero, y por ahora, con objeto de no enmascarar los fenómenos más importantes de los cuales depende la caída de tensión, trabajaremos con la fórmula aproximada dada para líneas cortas, que como se vio, podía aproximarse mediante la siguiente expresión:

$$\Delta u = \frac{R_L \cdot P_2 + X_L \cdot Q_2}{U_2^2} 100 \quad [9.89]$$

Si se acepta que la demanda de potencia tiene factor de potencia inductivo (lo que ocurre en la práctica totalidad de los casos), la caída de tensión será siempre positiva; de esta expresión se deduce que existen al menos tres métodos diferentes para reducir esta caída de tensión:

- Elevando el nivel de tensión en la línea; si esta atiende, o está previsto que atienda, una demanda de potencia muy grande, puede ser conveniente elevar su tensión nominal, con lo que se elevará el denominador de la expresión anterior, reduciéndose la caída de tensión.
- Compensación de la potencia reactiva; disponiendo en paralelo con la carga de un banco de condensadores que contrarreste el efecto de las bobinas, disminuirá el término de la potencia reactiva total en el final de línea (Q_2), disminuyendo también la caída de tensión.
- Compensación de la reactancia de la línea mediante un banco de condensadores en serie. Si disminuimos el término X_L , disminuirá la caída de tensión.

Nunca se regula la caída de tensión actuando sobre la resistencia o la potencia activa total.

- Sobre la resistencia no se actúa, ya que sólo es posible modificarla cambiando los cables que transportan el fluido eléctrico o disminuyendo su temperatura. Como cualquiera de estos métodos resulta extremadamente caro, no suele ponerse en práctica su uso.
- La potencia tampoco suele modificarse, ya que ésta es precisamente una magnitud que debemos mantener constante, para cubrir en cada momento las necesidades de los receptores (es uno de los factores de calidad).

Si la caída de tensión es negativa (caso muy poco frecuente, con excepción de líneas largas funcionando en vacío), los métodos a aplicar serán los siguientes:

- Elevar el nivel de tensión en la línea; si esta atiende, o está previsto que atienda, una demanda de potencia muy grande, puede ser conveniente elevar su tensión nominal, con lo que se elevará el denominador de la expresión anterior, reduciéndose la caída de tensión. Conviene aclarar que esto último es válido si la línea es corta y el efecto de su capacidad transversal despreciable.
- Compensación de la potencia reactiva. Se deberá realizar la compensación mediante reactancias inductivas en lugar de condensadores, ya que una caída de tensión negativa sólo puede originarse con una carga capacitiva. Por tanto se dispondrá en paralelo con la carga de un banco de bobinas que contrarreste el efecto de los condensadores, disminuyendo el término de la potencia reactiva total en el final de línea (Q_2).

Además de los métodos mencionados existen otros que aumentan sustancialmente el número de opciones. La clasificación de los distintos métodos, así como algunas de sus ventajas e inconvenientes, serán comentados en los apartados siguientes.

9.5.1 Métodos para la regulación de la tensión de una línea eléctrica

Los métodos de regulación de tensión mencionados en el apartado anterior pueden clasificarse en dos grandes grupos, dependiendo de si la regulación de la tensión se realiza sin compensar de carga, o por el contrario, si esta regulación pasa por compensar la misma.

9.5.1.1 Métodos para la regulación de la tensión sin compensar la carga

Si no actuamos sobre la carga, existen al menos tres métodos para regular la tensión.

- **Control del nivel de tensión**

La tensión en el extremo receptor de una línea aérea puede regularse mediante el control de la tensión en origen; un ejemplo de este tipo sería el de una central de la que parte una línea en antena; el control de la tensión en bornes del generador permitiría regular la tensión en el extremo receptor de la línea. Este método es poco eficaz, ya que no existe proporcionalidad entre la variación de tensión en origen y la variación de tensión en el final del sistema; aparte resulta imprescindible disponer de líneas en antena, no pudiéndose aplicar en instalaciones con líneas en malla, ya que en estas últimas, una elevación de la tensión en el origen representaría una elevación de la tensión en todos los receptores (conexión en malla), tanto de los que necesitan esta elevación como de los que ya estaban bien alimentados.

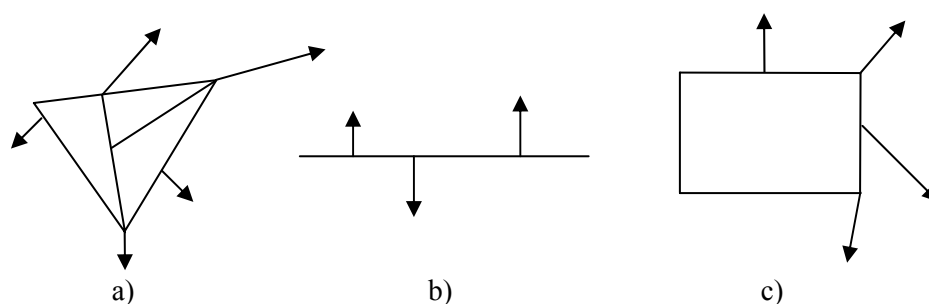


Fig. 9.7 Estructura en: a) malla b) antena y c) en anillo

Otra alternativa más eficaz consiste en elevar el nivel de la tensión nominal de la línea (es decir, al final de la misma); esta opción sólo es aconsejable si está previsto un aumento sustancial de la demanda de potencia. El inconveniente principal de este método es el coste económico que representa la instalación de una fuente generadora adicional o la infraestructura de una línea adicional para alimentar al receptor, aparte del sistema de control automático de potencia.

- **Empleo de transformadores y autotransformadores con regulación de la relación de transformación**

Opción frecuentemente empleada, ya que permite, además de regular el nivel de tensión, controlar el flujo de potencia activa, reactiva y aparente, y la intensidad que circula por la línea. En realidad ambos parámetros, nivel de tensión y flujo de potencia reactiva, van estrechamente unidos en el funcionamiento de una red de potencia. Esta opción fue estudiada con detalle en el capítulo dedicado a transformadores.

- **Compensación mediante condensadores colocados en serie con la línea**

Las líneas aéreas introducen efectos inductivos importantes que provocan un aumento de la impedancia de las líneas con la consiguiente caída de tensión. La inclusión de una o varias baterías de condensadores en serie con la línea aérea reduce la reactancia inductiva total y permite reducir la caída de tensión. Esta opción tiene además una aplicación adicional, como ya se vio en la sección anterior, la de aumentar el flujo de potencia activa al máximo.

$$P_{2MAX} = \frac{U^2}{(X_L - X_C)} \quad [9.90]$$

Si colocamos una batería de condensadores con una X_C , que haga disminuir la X_L existente, el denominador de la fórmula anterior se hace menor, aumentando el valor de la potencia.

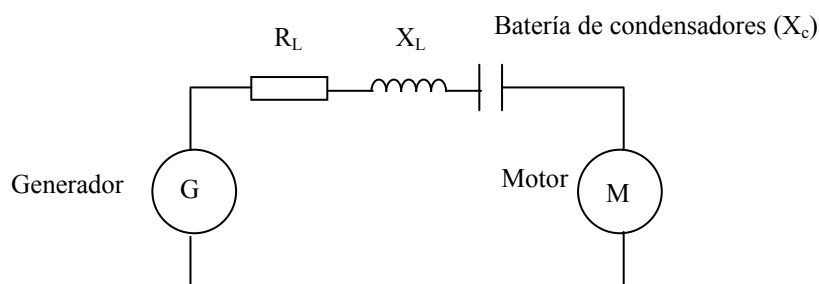


Fig. 9.8 Condensadores colocados en serie para compensar la reactancia inductiva

- Sin compensar tendremos: $X_L = X_{BOBINA}$
- Compensando con los condensadores: $X_L^* = X_{BOBINA} - X_{CONDENSADOR}$
- Cumpliéndose, pues: $X_L > X_L^*$, disminuyendo el numerador y por tanto la caída de tensión.

A pesar de sus ventajas, esta opción sólo se utiliza en líneas muy largas debido a diversos problemas que surgen con su uso. Por otra parte, tiene un efecto colateral muy peligroso; una línea compensada en serie mediante un banco de condensadores y alimentada desde una central térmica o nuclear (centrales difíciles de regular) puede originar, en caso de perturbación o variación de la frecuencia, resonancia subsíncrona en el eje mecánico de algún generador de la central, que puede estar sometido a esfuerzos tan elevados que terminen provocando su ruptura.

9.5.1.2 Regulación de tensión con compensación de la carga

En este caso se incidirá directamente sobre la carga, compensándola de distinta forma dependiendo del tipo de carga que lleve acumulada (inductiva o capacitiva). Los métodos más empleados se basan en la compensación paralelo de la demanda de potencia reactiva, en los compensadores síncronos y en los compensadores estáticos.

Es importante recordar que las potencias se suman tanto si están colocadas en serie como en paralelo. Por tanto y para no perturbar la carga, se acostumbra a colocar las baterías de compensación en paralelo con la carga, no afectando este hecho a la eficacia de la compensación.

• Compensación paralelo mediante batería de condensadores

En general, las instalaciones eléctricas tienen un factor de potencia inductivo (motores, generadores, transformadores, líneas etc. están formados por bobinas), por lo que la potencia reactiva de compensación debe ser capacitiva. Existen varias formas de obtener esta potencia reactiva de compensación; una batería de condensadores es uno de los métodos más usuales, pero no el único. En algunos casos las compañías eléctricas utilizan la capacidad propia de las líneas aéreas para cumplir con este cometido; si se dispone de alguna línea fuera de operación, ésta pueda ser utilizada para compensar potencia reactiva desde la subestación a la que esta conectada manteniéndola simplemente bajo tensión (efecto *Ferranti*).

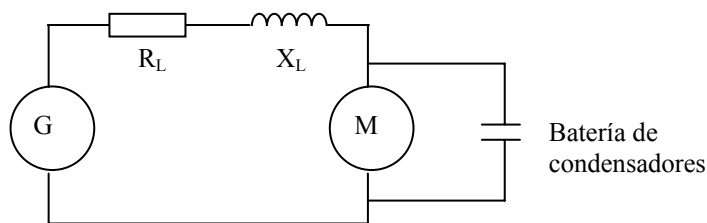


Fig. 9.9 Compensación paralelo de la carga mediante una batería de condensadores

- Antes de la compensación teníamos: $Q_{TOTAL} = Q_L$.
- Después de la compensación la potencia reactiva será: $Q_{TOTAL}^* = Q_L - Q_C$
- Cumpliéndose que: $Q_{TOTAL} > Q_{TOTAL}^*$
- Hemos disminuido la Q_2 , y por tanto el término de la caída de tensión.

• Compensación paralelo mediante baterías de bobinas

En líneas muy largas, funcionando en vacío o con una demanda de potencia muy baja, se puede producir el efecto *Ferranti*: elevación de tensión en el extremo receptor. Este efecto es fundamentalmente debido a la capacidad transversal de la línea, que puede ser importante en líneas largas; en estas situaciones, la regulación de tensión tiene como objetivo evitar una elevación de tensión que pueda resultar peligrosa. Esto puede conseguirse mediante baterías de bobinas colocadas en paralelo con la carga.

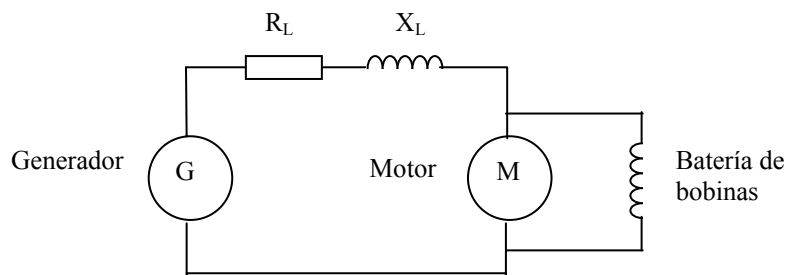


Fig. 9.10 Compensación paralelo de la carga mediante una batería de bobinas

- Antes de la compensación teníamos: $Q_{TOTAL} = -Q_C$.
- Después de la compensación la potencia reactiva será: $Q_{TOTAL}^* = Q_L - Q_C$
- Cumpliéndose que: $Q_{TOTAL} > Q_{TOTAL}^*$
- Hemos disminuido la Q_2 , y por tanto el término de la caída de tensión.

Aparte de compensar la línea y disminuir la caída de tensión, lo importante de esta compensación radica en disminuir el efecto Ferranti, ya que una elevación peligrosa de la tensión en el extremo receptor de la línea puede provocar efectos destructivos en las instalaciones.

• Compensadores síncronos

Se ha visto que es necesaria la compensación de potencia reactiva en sus dos sentidos: inductiva y capacitiva. Además, son frecuentes los casos en los que se necesita una compensación de ambos tipos en una misma línea. Un ejemplo muy claro lo constituye una línea muy larga. Si ésta se deja en vacío o con poca carga, el efecto Ferranti puede llevar las tensiones del final de línea a valores extremadamente peligrosos. Por el contrario, la misma línea cuando atienda una demanda de potencia muy grande puede provocar caídas de tensión inaceptables, que incluso dependiendo del factor de potencia de la carga pueden provocar valores de potencias inferiores a las de la potencia nominal de la línea. Es evidente que en estos casos puede ser muy útil un dispositivo que pueda compensar la potencia reactiva en ambos sentidos.

Un compensador síncrono no es más que una máquina síncrona funcionando como motor en vacío, es decir, sin carga mecánica acoplada a su eje. Mediante el control de su excitación es posible conseguir que el compensador se comporte como una carga capacitiva o como una carga inductiva. La figura ilustra el comportamiento de un compensador síncrono ideal, en el que se suponen nulas las pérdidas eléctricas y mecánicas. Funcionando como un motor alimentado desde barras de una subestación, la ecuación del compensador en régimen permanente será la siguiente:

$$\bar{V} = \bar{E} + jX_L \cdot \bar{I} \quad [9.91]$$

Donde: V = la tensión fase-neutro en bornes del compensador
 E = la f.e.m. interna
 X_L = reactancia síncrona
 I = la intensidad por fase del estátor

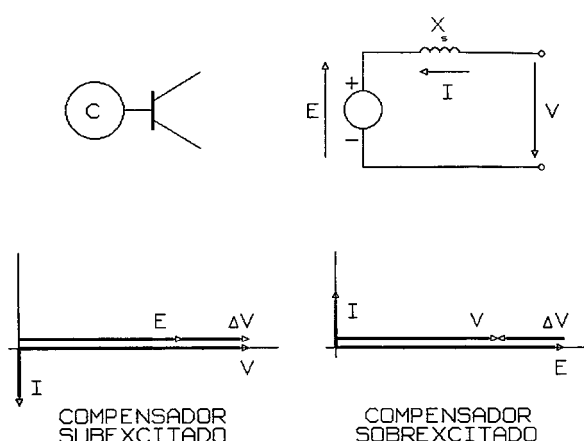
Según se muestra en la figura, la intensidad que la red inyecta en el compensador estará atrasada o adelantada $\pi/2$ radianes según el módulo de la tensión en bornes sea más grande o más pequeño que el de la f.e.m. interna. Así, por tanto, el compensador funcionará como:

- una demanda de potencia reactiva, o una carga de potencia reactiva inductiva, si está subexcitado y la tensión en bornes es más elevada que la f.e.m. interna, ($V > E$);
- una fuente de potencia reactiva, o una carga de potencia reactiva capacitiva, si el compensador está sobreexcitado y la f.e.m. interna es más elevada que la tensión en bornes, ($V < E$).

Para entender su funcionamiento, es necesario recordar que en un circuito inductivo la intensidad siempre retrasa 90° respecto a la tensión. Así la intensidad de este circuito, influido por la reactancia del generador, siempre retrasará 90° respecto a ΔV , lo que permite que esta intensidad esté avanzada o atrasada 90° respecto a la tensión del compensador (V), en la dirección que tome ΔV , y ésta dependerá de lo excitado que esté el motor (si $V > E$, o si $V < E$).

En la sección anterior se ha visto que el flujo de potencia activa a través de una inductancia es proporcional al seno del desfase que existe entre las tensiones terminales; los diagramas de la figura muestran dos casos en los que ambas tensiones terminales están en fase, esto significa que el compensador no inyecta o absorbe potencia activa, manteniéndose este nivel de calidad en unos valores constantes. No debe olvidarse que ésta es una fórmula aproximada, ya que en realidad existe una resistencia que introduciría un pequeño ángulo de desfase, y por tanto una pequeña variación de la potencia activa.

$$P_{2MAX} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \cdot \sin(\delta_1) \quad [9.92]$$



• Compensadores estáticos de potencia reactiva

La electrónica de potencia también está presente en la regulación de la energía reactiva. Uno de los métodos más empleados consiste en el compensador estático. Este es un dispositivo basado en el control electrónico de potencia reactiva. Un compensador de este tipo puede funcionar como un compensador síncrono; es decir, puede compensar potencia reactiva inductiva o reactiva capacitiva.

Existen muchos diseños de compensadores estáticos, la figura muestra uno de los más populares, un banco de condensadores fijo más una reactancia inductiva (bobinas), controlado mediante tiristores.

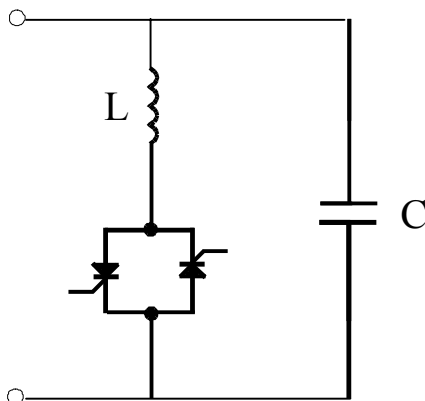


Fig. 9.12 Compensador estático de potencia reactiva

El principio de funcionamiento es muy sencillo. El tiristor es un semiconductor cuyo funcionamiento puede asimilarse al de un interruptor ideal en el que es necesario diferenciar un circuito de potencia y un circuito de control; el interruptor se cierra mediante una señal de control en la puerta y se abre cuando no existe señal de control y la intensidad de corriente en el circuito de potencia se anula. Un tiristor permite el paso de la energía eléctrica sólo en un sentido, por esta razón se hace indispensable la presencia de dos tiristores colocados en antiparalelo, ya que así se permite la conducción de corriente en ambos sentidos.

Mediante el control del instante de cierre del tiristor es posible controlar la intensidad que circula por la reactancia inductiva, y por tanto la potencia reactiva que ésta representa. De esta forma la potencia reactiva total del compensador puede variar entre:

- la potencia reactiva capacitiva de condensador, cuando la inductancia no conduce;
- la potencia reactiva de la inductancia menos la del condensador, si los tiristores están permanentemente cerrados.

Por ejemplo, es posible conseguir un margen de variación de potencia reactiva simétrico si la potencia reactiva de la inductancia es el doble que la de la capacidad. Es decir, cuando pase la intensidad nominal por los dos elementos, bobina y condensador, la potencia reactiva total valdrá:

$$Q_{TOTAL} = -Q + 2Q = Q \quad [9.93]$$

En cambio, si por la bobina sólo pasa la mitad de su intensidad nominal, tendremos también la mitad de la carga reactiva inductiva, es decir:

$$Q_{TOTAL} = -Q + Q = 0 \quad [9.94]$$

Finalmente, si anulamos por completo la intensidad que circula por la bobina, anularemos también su potencia reactiva, con lo cual:

$$Q_{TOTAL} = -Q + 0 = -Q \quad [9.95]$$

9.5.2 Ventajas e inconvenientes de los métodos de compensación más utilizados

Como cualquier método, los analizados para compensar energía reactiva presentan ventajas e inconvenientes, siendo las más destacables:

- El compensador estático es un dispositivo de regulación muy rápida, que puede compensar la potencia reactiva en ambos sentidos y de forma muy precisa. Al no disponer de contactos mecánicos, no exige prácticamente mantenimiento. Una desventaja de este método es la generación de armónicos que se inyecta en la corriente de la red, lo que hace inevitable la presencia de filtros en su diseño.
- El compensador síncrono también permite compensar potencia reactiva en ambos sentidos, sin embargo es de regulación más lenta, no tan preciso y su mantenimiento más caro. No presenta problemas en lo referente a armónicos, no siendo necesaria la utilización de filtros.
- Los bancos de condensadores y de bobinas presentan similares ventajas e inconvenientes: sólo permiten compensar potencia reactiva en un sólo sentido. Tienen un elevado rendimiento al disponer de contactos mecánicos. La conexión o desconexión de etapas se debe realizar mediante contactos mecánicos, no permitiendo una compensación muy fina ni rápida, y finalmente, su maniobra puede originar sobretensiones muy serias en la red.

9.6 Cálculo de la potencia reactiva de compensación en paralelo

Ya se ha descrito el problema de la pérdida de potencia y de la caída de tensión en las líneas de transporte de energía eléctrica. También se han explicado algunos de los métodos empleados con más frecuencia para reducir sus efectos: así bancos de bobinas o condensadores, compensadores síncronos, puentes de tiristores y el uso de transformadores, entre otros, son métodos ampliamente empleados. Pero nos queda aún la parte más importante por estudiar. ¿Cómo calcularemos el valor de la Q_{comp} (potencia reactiva de compensación)? Vamos a desarrollar un método, basado en las fórmulas deducidas para el flujo de potencia en una línea, que nos permita calcular la potencia reactiva que es necesario disponer en paralelo con la carga para obtener unas condiciones determinadas.

El problema planteado se puede formular de la siguiente forma, conocida la demanda de potencia en el extremo receptor de la línea:

$$\bar{S}_{carga} = P_{carga} + j \cdot Q_{carga} \quad [9.96]$$

así como la tensión en su origen, U_1 , se debe determinar la potencia reactiva de compensación, Q_{comp} , que es necesario disponer en paralelo con la carga para obtener una tensión U_2 en el extremo receptor. Nótese que no se modifica para nada la potencia activa de la línea, que como se indicó en su momento es un factor de calidad, y por tanto debe mantenerse constante.

Puesto que la compensación sólo afecta a la potencia reactiva, se puede utilizar la siguiente notación para designar la potencia activa y reactiva en final de línea:

$$P_2 = P_{carga} \quad Q_2 = Q_{carga} + Q_{comp} \quad [9.97]$$

La relación entre tensiones en los dos extremos de una línea y potencias activa y reactiva en el extremo receptor fueron obtenidas en la sección anterior.

$$\left. \begin{aligned} P_2 &= \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \cos(\alpha_B - \delta_1) - \frac{U_2^2 \cdot A}{B} \cos(\alpha_B - \alpha_A) \\ Q_2 &= \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \sin(\alpha_B - \delta_1) - \frac{U_2^2 \cdot A}{B} \sin(\alpha_B - \alpha_A) \end{aligned} \right\} \quad [9.98]$$

Se recuerda que en estas fórmulas, P_2 y Q_2 representan las potencias activa y reactiva de las tres fases al final de la línea, mientras que U_1 y U_2 son las tensiones compuestas en origen y final de línea, respectivamente.

En las dos expresiones anteriores se conocen los valores de todas las variables y parámetros excepto el de la potencia reactiva Q_2 y el desfase entre tensiones fase-neutro en origen y final de línea. Así pues, se puede operar de la siguiente forma:

$$\left. \begin{aligned} P_2 &= k \cdot \cos(\alpha_B - \delta_1) - k_p \\ Q_2 &= k \cdot \sin(\alpha_B - \delta_1) - k_q \end{aligned} \right\} \quad [9.99]$$

Las constantes k , k_p y k_q representan la agrupación de las magnitudes conocidas y constantes, tal y como queda reflejado a continuación:

$$k = \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \quad k_p = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \cos(\alpha_B - \alpha_A) \quad k_q = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \sin(\alpha_B - \alpha_A) \quad [9.100]$$

Se debe recordar que para líneas cortas se pueden asimilar las constantes auxiliares a los siguientes valores:

$$\bar{A} = \bar{D} = (1 + j0) = 1 \quad \bar{B} \approx \bar{Z}_{LINEA} = (R_L + jX_L) \quad \bar{C} \approx (0 + j0) \quad [9.101]$$

Con estos valores, los coeficientes K_{ij} quedan:

$$k = \frac{U_1 \cdot U_2}{B} = \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_L} \quad [9.102]$$

$$k_p = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \cos(\alpha_B - \alpha_A) = \frac{U_2^2}{Z_L} \cos \varphi_{Z.LINEA} \quad [9.103]$$

$$k_q = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \sin(\alpha_B - \alpha_A) = \frac{U_2^2}{Z_{LINEA}} \sin \varphi_{Z.LINEA} \quad [9.104]$$

Todos los parámetros son módulos, el ángulo sólo se usa para el sen o el cos.

Despejando los términos en seno y coseno queda:

$$k \cdot \cos(\alpha_B - \delta_1) = P_2 + k_p \quad k \cdot \sin(\alpha_B - \delta_1) = Q_2 + k_q \quad [9.105]$$

Si disponemos las ecuaciones en forma de sumandos, las elevamos al cuadrado y sumamos sus términos, obtendremos:

$$\begin{aligned}(P_2 + k_p)^2 &= k^2 \cdot \cos^2(\alpha_B - \delta_1) \\ (Q_2 + k_q)^2 &= k^2 \cdot \sin^2(\alpha_B - \delta_1) \\ \overline{(P_2 + k_p)^2 + (Q_2 + k_q)^2} &= k^2\end{aligned} \quad [9.106]$$

Operando con esta expresión hasta obtener una ecuación de segundo grado que nos permita obtener la variable desconocida Q_2 :

$$Q_2^2 + k_q^2 + 2 \cdot Q_2 \cdot k_q = k^2 - (P_2 + k_p)^2 \quad [9.107]$$

$$Q_2^2 + 2 \cdot k_q \cdot Q_2 + k_q^2 - k^2 + (P_2 + k_p)^2 = 0 \quad [9.108]$$

$$Q_2^2 + 2 \cdot k_q \cdot Q_2 + [k_q^2 - k^2 + (P_2 + k_p)^2] = 0 \quad [9.109]$$

La resolución de esta ecuación de segundo grado nos permitirá obtener una expresión de la potencia reactiva que debemos tener en el final de línea, para conseguir los objetivos deseados:

$$Q_2 = \frac{-2 \cdot k_q \pm \sqrt{4 \cdot k_q^2 - 4 \cdot 1 \cdot [k_q^2 - k^2 + (P_2 + k_p)^2]}}{2} = -k_q \pm \sqrt{k^2 - (P_2 + k_p)^2} \quad [9.110]$$

Es decir:

$$\boxed{Q_2 = -k_q \pm \sqrt{k^2 - (P_2 + k_p)^2}} \quad [9.111]$$

Es importante notar que en la expresión anterior se busca la nueva potencia reactiva que deberá de existir en un punto determinado de la línea, para que en ese punto se obtenga una tensión determinada. Pero no se modifica para ello ni la tensión en el origen de la línea, ni la potencia activa en el punto buscado (recordar que es un factor de calidad), ni las condiciones de la línea (resistencias, reactancias inductivas, ángulos, etc), tal como indican los parámetros k , k_p y k_q . Es decir, sólo se nos permite modificar la potencia reactiva (Q_2) del punto buscado.

Una vez obtenida la nueva potencia reactiva total que es necesario en el final de línea (Q_2), conocida también la potencia reactiva que teníamos antiguamente (Q_{CARGA}), se puede calcular la potencia reactiva de compensación, es decir, la diferencia entre la potencia reactiva que teníamos y la potencia reactiva que deberíamos tener para conseguir las nuevas condiciones de funcionamiento:

$$Q_2 = Q_{carga} + Q_{comp} \quad \Rightarrow \quad \boxed{Q_{comp} = Q_2 - Q_{carga}} \quad [9.112]$$

Siendo el valor del condensador a colocar:

$$Q_{comp} = \frac{u_2^2}{X_C} \Rightarrow \boxed{C = \frac{Q_{comp}}{\omega \cdot U_2^2}} \quad [9.113]$$

Quizás un esquema nos ayudará a comprender esta compensación:

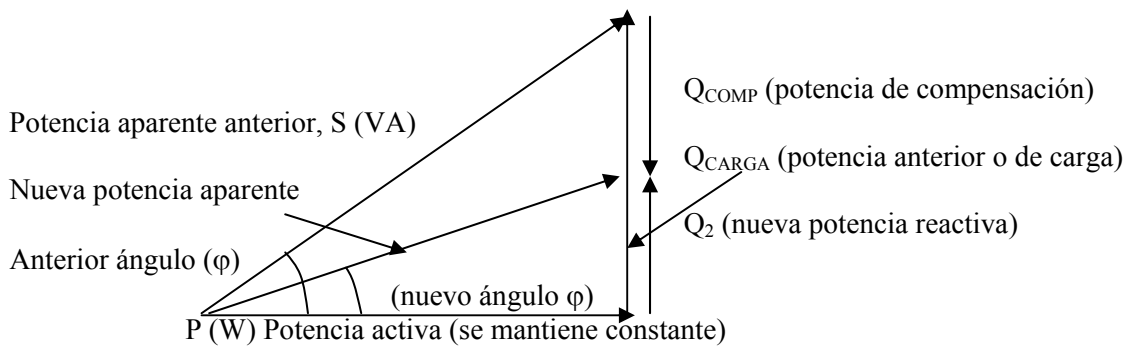


Fig. 9.13 Diagrama de potencias, antes y después de compensar la potencia reactiva

Es decir al cambiar Q_2 , cambia la potencia aparente total (S_2) y el ángulo total (φ_2). Este cambio en el ángulo total provocará un cambio en el módulo y en el ángulo de la intensidad.

$$\bar{I}_{LINEA} = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2} \langle \varphi_U - \varphi_2 \rangle \quad [9.114]$$

Y este cambio en el módulo de la intensidad será el responsable del cambio de valor de la tensión final, que tomará el valor predeterminado por los cálculos.

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 + \bar{Z}_{LINEA} \cdot \bar{I}_{LINEA} \quad [9.115]$$

9.7 Problema resuelto de la regulación de la tensión en líneas eléctricas

Se dispone del siguiente sistema de potencia formado por una central generadora, dos transformadores regulables y unas líneas de interconexión acopladas en paralelo que suministran energía a unos consumidores situados en sus extremos.

Las características del sistema de potencia, así como todos los parámetros importantes del mismo, son los mostrados en la figura.

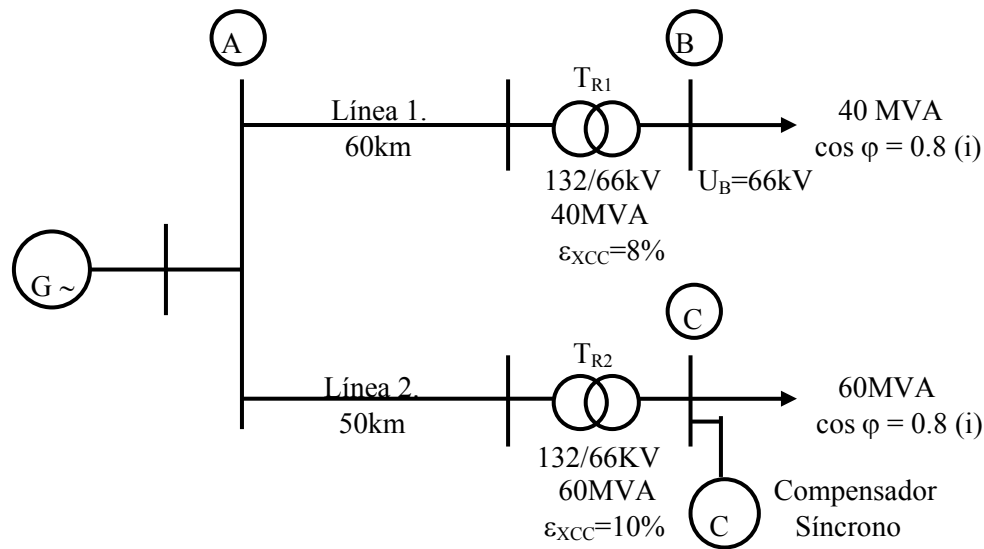


Fig. 9.14 Sistema de potencia completo del sistema estudiado

• **Datos:**

- Impedancias de línea: $Z_{L1} = Z_{L2} = (0.06 + j0.42) \Omega/\text{km}$.
- En todos los apartados considerar que la tensión en las barras "B" se mantiene constante al valor señalado de 66kV.

• **Hallar:**

- 1 Si deseamos mantener constante la tensión en barras "B", y de valor igual a 66 kV, ¿cuál será la tensión que obtendremos en barras "C" si no efectuamos ningún tipo de compensación?
- 2 Manteniendo la tensión anterior en barras "B", ¿cuál será la potencia reactiva que tendrá que entregar el compensador síncrono para obtener en barras "C" una tensión de 66 kV?
- 3 Manteniendo la tensión anterior en barras "B", ¿cuál será la nueva tensión en barras "C" si la potencia reactiva que entrega el compensador síncrono asciende a $Q_{comp} = -6\text{MVAR}$?
- 4 ¿Cuál será el rendimiento total del sistema de potencia (η_T) visto desde las barras "A", con las condiciones halladas en el apartado anterior (apartado nº 3)?

• **Resolución:**

Las representación de las impedancias de los distintos componentes eléctricos se detalla en la siguiente figura:

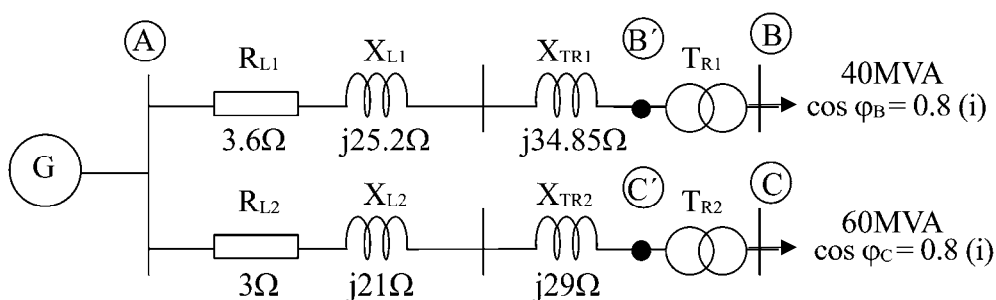


Fig. 9.15 Resistencias y reactancias del esquema de potencia

Cálculo de los parámetros eléctricos principales

Líneas 1º y 2º:

- Línea nº 1: $\bar{Z}_{L1} = (R_1 + jX_1) = (0.06 + j0.42) \cdot 60 = (3.6 + j25.2) = 25.46 \angle 81.87^\circ \Omega$
- Línea nº 2: $\bar{Z}_{L2} = (R_2 + jX_2) = (0.06 + j0.42) \cdot 50 = (3 + j21) = 21.21 \angle 81.87^\circ \Omega$

Transformadores T_{R1} y T_{R2} :

- Transformador T_{R1} : $X_{TR1} = \frac{U_{TRI}^2}{S_{TR1}} \varepsilon_{XCC} = \frac{132^2}{40} 0.08 = j34.85 \Omega$
- Transformador T_{R2} : $X_{TR2} = \frac{U_{TR2}^2}{S_{TR2}} \varepsilon_{XCC} = \frac{132^2}{60} 0.1 = j29 \Omega$

Relaciones de transformación:

- Para los dos transformadores será: $m = \frac{U_1}{U_2} = \frac{132}{66} = 2$

Nótese que la tensión que se ha colocado en las ecuaciones de los transformadores es la correspondiente al lado de alta tensión (132 kV, barras "B" y "C"). El motivo es que todo el problema se resolverá en este lado de los transformadores (las líneas, el generador, etc. se encuentra en el mismo). El lado de baja tensión sólo se tendrá en cuenta a la hora de los resultados, ya que nos los piden en barras "B" y en barras "C".

El cambio de tensión no afecta a las potencias, ya que el transformador prácticamente no las modifica. Serán iguales en el lado de baja tensión y en el lado de la alta tensión de los transformadores, manteniéndose asimismo la frecuencia.

Las potencias activas, reactivas, aparentes y ángulos totales, serán en "B" y "C":

$$\bar{S}_B = (P_B + jQ_B) = (32 + j24) = 40 \angle 36.87^\circ MVA \quad (\text{Siendo } 36.87^\circ \text{ el ángulo } \varphi_{T-B})$$

$$\bar{S}_C = (P_C + jQ_C) = (48 + j36) = 60 \angle 36.87^\circ MVA \quad (\text{Siendo } 36.87^\circ \text{ el ángulo } \varphi_{T-C})$$

Las potencias activas, reactivas, aparentes y ángulos totales, serán en "B'" y "C'":

$$\bar{S}_{B'} = (P_{B'} + jQ_{B'}) = (32 + j24) = 40 \angle 36.87^\circ MVA \quad (\text{Siendo } 36.87^\circ \text{ el ángulo } \varphi_{T-B'})$$

$$\bar{S}_{C'} = (P_{C'} + jQ_{C'}) = (48 + j36) = 60 \angle 36.87^\circ MVA \quad (\text{Siendo } 36.87^\circ \text{ el ángulo } \varphi_{T-C'})$$

9.7.1 Hallar la tensión en barras "C", suponiendo que en barras "B" tenemos los 66kV constantes y que no efectuamos ningún tipo de compensación

La tensión en barras "B" (lado de baja tensión) será: $\bar{V}_B = \frac{\bar{U}_B}{\sqrt{3}} = \frac{66000}{\sqrt{3}} = 38105.1 \angle 0^\circ V$

La tensión en barras "B' " (lado de alta tensión) será: $\bar{V}_{B'} = \frac{\bar{U}_{B'}}{\sqrt{3}} = \frac{132000}{\sqrt{3}} = 76210.2 \angle 0^\circ V$

A partir de ahora trabajamos en el lado de alta tensión de los transformadores.

La impedancia total de "A" a "B' " será la suma de resistencias y reactancias de ese tramo de línea:

$$\bar{Z}_{AB'} = (R_{L1} + j(X_{L1} + X_{TR1})) = (3.6 + j60.05) = 60.16 \angle 86.6^\circ \Omega$$

Por tanto la intensidad que circula de "A" a "B' " será:

$$\bar{I}_{AB'} = \frac{P_{B'}}{U_{B'} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_{B'}} (\varphi_{\bar{U}_{B'}} - \varphi_{\bar{B}'}) = \frac{32.000.000}{132.000 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 36.87^\circ} \angle -36.87^\circ = 174.95 \angle -36.87^\circ A$$

Se debe recordar que el ángulo de la tensión en barras "B' " siempre puede ser 0° , al ser una tensión final de línea.

Buscamos la tensión en barras "A":

$$\bar{V}_A = \bar{V}_{B'} + \bar{Z}_{AB'} \cdot \bar{I}_{AB'} = 76210.23 \angle 0^\circ + 10525.3 \angle 49.73^\circ = 83401.2 \angle 5.52^\circ V$$

Por tanto la tensión de línea será:

$$\bar{U}_A = \bar{V}_A \cdot \sqrt{3} = 144455.2 \angle 5.52^\circ V$$

El valor de la tensión en barras "A" no cambiará de valor a menos que cambie la línea "AB' ", o bien, cambiemos las condiciones eléctricas de las barras "B' ".

Estamos ya en disposición de buscar la tensión pedida en barras "C' ", pero nos encontramos que conocemos las condiciones de "A" y de "C' " mezcladas. Cuando esto ocurre no tenemos más remedio que aplicar la fórmula obtenida en teoría para estos casos:

$$U_{C'}^4 + [2(R_{AC'} \cdot P_{C'} + X_{AC'} \cdot Q_{C'}) - U_{AC'}^2] U_{C'}^2 + (Z_{AC'} \cdot S_{C'})^2 = 0$$

Con los siguientes valores:

$$P_{C'} = 48 MW \quad Q_{C'} = 36 MVAR \quad \bar{S}_{C'} = 60 \angle 36.87^\circ MVA \quad \bar{U}_A = 144455.2 \angle 5.52^\circ V$$

$$\bar{Z}_{AC'} = (R_{AC'} + j(X_{AC'} + X_{TR2})) = (3 + j(21 + 29)) = (3 + j50) = 50 \angle 86.6^\circ \Omega$$

Aplicando estos valores obtenemos (recordando que las unidades son MW, MVAR, MVA, Ω , o kV):

$$U_{C'}^4 + [2(3 \cdot 48 + 50 \cdot 36) - 144.455^2] U_{C'}^2 + (50 \cdot 60)^2 = 0$$

$$U_{C'}^4 - 16976.36 U_{C'}^2 + 9.000.000 = 0$$

$$U_{C'} = 128173 V$$

No conocemos el ángulo, pero lo podemos suponer de 0° , así: $\bar{U}_{C'} = 128173 \angle 0^\circ V$

Los valores siempre nos los piden en el lado de baja tensión de los transformadores, por tanto sólo nos queda pasarlo por el transformador (recordando que la relación de transformación es 2), y tendremos:

$$\bar{U}_{C,66KV} = \frac{\bar{U}_{C,132KV}}{2} = \frac{\bar{U}_{C'}}{2} = \frac{128173 \angle 0^\circ}{2} = 64086.5 \angle 0^\circ V$$

Pero vamos a comprobar que este valor es correcto. Para ello, y con la tensión hallada (en el lado del transformador correspondiente a 132 kV), buscaremos la I_{AC} .

$$\bar{I}_{AC'} = \frac{P_{C'}}{U_{C'} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_{C'}} (\varphi_{UC'} - \varphi_{C'}) = \frac{48.000.000}{128173 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 36.87^\circ} \angle (0^\circ - 36.87^\circ) = 270.26 \angle -36.87^\circ A$$

El ángulo de la tensión en $(\varphi_{UC'})$ lo hemos supuesto de 0° , y el ángulo total en barras "C" de 36.87° , según el enunciado.

Buscamos, de nuevo, la tensión en barras "A":

$$\bar{V}_A = \bar{V}_{C'} + \bar{Z}_{AC'} \cdot \bar{I}_{AC'} = \frac{128173 \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} + 13513 \angle 49.73^\circ = 83375.4 \angle 7.1^\circ V$$

Por tanto la tensión de línea será: $\bar{U}_A = \bar{V}_A \cdot \sqrt{3} = 144410 \angle 7.1^\circ V$

Valor prácticamente idéntico al hallado anteriormente, por lo que damos por bueno el resultado.

9.7.2 Manteniendo en barras "B" la tensión constante de 66kV, queremos obtener en barras "C" también 66kV. ¿Qué potencia deberá entregar el compensador síncrono para conseguirlo?

Aquí surgen algunos conceptos teóricos muy importantes:

- Si no modificamos las condiciones eléctricas en barras "B" (o "B'"), no se puede modificar la tensión en las barras "A". Por tanto, ésta se mantendrá constante y de valor el hallado anteriormente (se supone por supuesto que no modificamos la línea "AB").
- Como nos piden que en barras "C" obtengamos 66 kV, en el lado de baja tensión del transformador segundo, al otro lado del transformador, es decir, en el lado de alta tensión (barras "C'"), siempre trabajaremos en este lado del transformador que da al circuito), tendremos 132 kV.
- Como imponemos unas condiciones de tensión al final de línea, tendremos que aplicar la ecuación, que manteniendo la potencia activa constante en barras "C'" nos da la nueva potencia reactiva que debemos tener en barras "C'", para obtener la tensión pedida.

$$Q_2 = -k_q \pm \sqrt{k^2 - (P_2 + k_p)^2}$$

Siendo los parámetros k_{ij} considerados para una línea corta:

$$k = \frac{U_1 \cdot U_2}{B} = \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_L}$$

$$k_p = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \cos(\alpha_B - \alpha_A) = \frac{U_2^2}{Z_L} \cos \varphi_{Z.LINEA}$$

$$k_q = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \cos(\alpha_B - \alpha_A) = \frac{U_2^2}{Z_{LINEA}} \operatorname{sen} \varphi_{Z.LINEA}$$

Todos los parámetros son módulos, el ángulo sólo se usa para el sen o el cos.

En nuestro caso, los valores a aplicar son:

$$P_{C'} = 48 MW \quad Q_{C'} = 36 MVAR \quad \bar{S}_{C'} = 60 \angle 36.87^\circ MVA$$

$$\bar{U}_A = 144455.2 \angle 5.52^\circ V \quad \bar{Z}_{AC'} = (3 + j50) = 50 \angle 86.6^\circ \Omega$$

Y con el valor pedido por el enunciado, ya pasado al lado de alta tensión del transformador:

$$\bar{U}_{C'} = 132.000 \angle 0^\circ V$$

Ahora ya podemos calcular los coeficientes k_{ij} :

$$k = \frac{U_1 \cdot U_2}{B} = \frac{U_A \cdot U_{C'}}{Z_{LINEA-AC'}} = \frac{144.455 \cdot 132}{50} = 381.36$$

$$k_p = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \cos(\alpha_B - \alpha_A) = \frac{U_{C'}^2}{Z_{LINEA-AC'}} \cos \varphi_{Z.LINEA-AC'} = \frac{132^2}{50} \cos 86.6^\circ = 20.67$$

$$k_q = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \cos(\alpha_B - \alpha_A) = \frac{U_{C'}^2}{Z_{LINEA-AC'}} \operatorname{sen} \varphi_{Z.LINEA-AC'} = \frac{132^2}{50} \operatorname{sen} 86.6^\circ = 347.87$$

Por tanto, la nueva potencia reactiva que deberá existir en las barras "C' " será:

$$Q_{C'} = -k_q \pm \sqrt{k^2 - (P_{C'} + k_p)^2} = -347.87 \pm 375.126 = 27.26 MVAR$$

Es decir, nosotros teníamos una $Q_{C'} = 36 MVAR$, y deberíamos tener una $Q_{C'} = 27.26 MVAR$.

Con este nuevo valor nos cambiará el ángulo total en barras "C' ", que pasará a valer:

$$\varphi_{C'} = \arctan \frac{Q_{C'-NUEVA}}{P_{C'}} = \arctan \frac{27.26}{48} = \arctan 0.5679 = 29.59^\circ$$

Existe un método más sencillo para hallar el nuevo ángulo total en barras "C", sólo se debe recordar que el ángulo de la potencia aparente es siempre el ángulo total de un nudo o barra de conexión. Así, para nuestro caso tendremos:

$$\bar{S}_C = (P_C + jQ_{C-NUEVA}) = (48 + j27.26) = 55.2 \angle 29.6^\circ \text{ MVA}$$

Este nuevo ángulo total cambiará el módulo y el ángulo de la intensidad que fluye desde "A" hasta "C":

$$\bar{I}_{AC} = \frac{P_C}{U_C \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_C} (\varphi_{UC} - \varphi_C) = \frac{48.000.000}{132000 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 29.6^\circ} \angle 0 - 29.6^\circ = 241.46 \angle -29.6^\circ \text{ A}$$

Se debe recordar que el ángulo de la tensión en (φ_{UC}) lo hemos supuesto de 0° .

Buscamos, de nuevo, la tensión en barras "A":

$$\bar{V}_A = \bar{V}_C + \bar{Z}_{AC} \cdot \bar{I}_{AC} = \frac{132000 \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} + 12073 \angle 57^\circ = 83402.5 \angle 6.97^\circ \text{ V}$$

Por tanto la tensión de línea será: $\bar{U}_A = \bar{V}_A \cdot \sqrt{3} = 144457 \angle 6.97^\circ \text{ V}$

Resultado totalmente correcto, ya que coincide con los valores hallados en el principio del problema. Una vez se ha comprobado que el resultado es correcto, pasamos a hallar la potencia reactiva de compensación, que tendrá un valor de:

$$Q_{comp} = Q_C - Q_{c \text{ arg a-anterior}} = 27.26 - 36 = -8.74 \text{ MVAR}$$

Siendo el valor del condensador equivalente que le correspondería, al compensador síncrono a colocar con una tensión de 66 kV (se debe recordar que el compensador síncrono está situado en las barras "C", y por tanto en el lado de baja tensión del transformador):

$$C = \frac{Q_{comp}}{\omega \cdot U_2^2} = \frac{-8.74}{\omega \cdot 66^2} = 6.38 \mu\text{F} \quad (\text{a } 66 \text{ kV})$$

9.7.3 Si mantenemos las condiciones de funcionamiento del apartado anterior. ¿Cuál será la nueva tensión en barras "C", si la potencia reactiva que entrega el compensador síncrono es $Q_{comp} = -6 \text{ MVAR}$?

Como se mantiene la tensión en barras "B", nos están indicando que se mantiene en barras "A". Por otra parte, las condiciones eléctricas en "C" variarán, ya que la potencia reactiva del compensador síncrono así lo hace. En resumen, la nueva potencia reactiva en barras "C" tendrá el siguiente valor:

(Volvemos a trabajar en el lado de alta tensión del transformador, al final ya pasaremos los resultados al lado de baja tensión pedido.)

$$Q_{C'} = Q_{comp} + Q_{c \arg a - anterior} = -6 + 36 = 30 \text{ MVAR}$$

El nuevo ángulo total en "C' " valdrá (calculando la potencia aparente total en barras "C' "):

$$\bar{S}_{C'} = (P_{C'} + jQ_{C'-NUEVA}) = (48 + j30) = 56.6 \angle 32^\circ \text{ MVA}$$

Es decir, conocemos los siguientes parámetros en barras "C' ":

$$\bar{S}_{C'} = (P_{C'} + jQ_{C'-NUEVA}) = 56.6 \angle 32^\circ \text{ MVA} \quad P_{C'} = 48 \text{ MW} \quad Q_{C'} = 30 \text{ MVAR}$$

$$\varphi_{C'} = 32^\circ \quad \bar{Z}_{AC'} = (R_{AC'} + jX_{AC'}) = (3 + j50) = 50 \angle 86.6^\circ \Omega$$

Pero desconocemos el valor de la tensión en barras "C' " (es precisamente la incógnita), y por tanto desconocemos la intensidad de "A" a "C' ". No podemos continuar el problema sin aplicar la fórmula dada cuando existen valores mezclados.

La tensión en barras "A" tiene un valor de:

$$\bar{U}_A = \bar{V}_A \cdot \sqrt{3} = 144455.2 \angle 5.52^\circ \text{ V}$$

Por tanto, se podrá aplicar la ecuación:

$$U_{C'}^4 + [2(R_{AC'} \cdot P_{C'} + X_{AC'} \cdot Q_{C'}) - U_{AC'}^2] U_{C'}^2 + (Z_{AC'} \cdot S_{C'})^2 = 0$$

Resolviendo para nuestros valores, obtendremos:

$$U_{C'}^4 + [2(3 \cdot 48 + 50 \cdot 30) - 144.455^2] U_{C'}^2 + (56.6 \cdot 50)^2 = 0$$

$$U_{C'}^4 - 17579.25 U_{C'}^2 + 8008900 = 0$$

$$U_{C'} = 130810 \text{ V}$$

No conocemos el ángulo, pero lo podemos suponer de 0° , así: $\bar{U}_{C'} = 130810 \angle 0^\circ \text{ V}$

Sólo nos queda pasarlo por el transformador (ya que los resultados nos los piden en el lado de baja tensión), y recordando que la relación de transformación es 2, tendremos:

$$\bar{U}_{C.66KV} = \bar{U}_C = \frac{\bar{U}_{C'.132KV}}{2} = \frac{130810 \angle 0^\circ}{2} = 65405 \angle 0^\circ \text{ V}$$

Pero vamos a comprobar que este valor es correcto. Para ello, y con la tensión hallada (en el lado del transformador correspondiente a 132 kV), buscaremos la $I_{AC'}$.

$$\bar{I}_{AC'} = \frac{P_{C'}}{U_{C'} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_{C'}} (\varphi_{UC'} - \varphi_{C'}) = \frac{48000000}{130810 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 32^\circ} \angle(0 - 32^\circ) = 249.8 \angle -32^\circ A$$

Se debe recordar que el ángulo de la tensión en $(\varphi_{UC'})$ lo hemos supuesto de 0° , y que el ángulo total de "C" es de 32° , según hemos hallado.

Buscamos, de nuevo, la tensión en barras "A":

$$\bar{V}_A = \bar{V}_{C'} + \bar{Z}_{AC'} \cdot \bar{I}_{AC'} = \frac{130810 \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} + 12490 \angle 54.6^\circ = 83382.8 \angle 7^\circ V$$

Por tanto la tensión de línea será: $\bar{U}_A = \bar{V}_A \cdot \sqrt{3} = 144423 \angle 7^\circ V$

Valor prácticamente idéntico al hallado al principio del problema, por lo que damos por bueno el resultado.

9.7.4 ¿Cuál será el rendimiento total del sistema de potencia, visto desde las barras "A", para las condiciones halladas en el apartado 9.3?

Para hallar el rendimiento total del sistema de potencia es necesario conocer las potencias activas que fluyen desde las barras "A" hasta los extremos de las líneas, barras "B" y barras "C" (o bien, en barras "B" y barras "C", ya que los valores de las potencias coinciden). Recordando la fórmula que nos define el rendimiento de una instalación de estas características es:

$$\eta = \frac{P_{SALIDA}}{P_{GENERADA}} 100 = \frac{P_B + P_C}{P_A} 100$$

Las potencias de salida son conocidas, siendo un dato del enunciado:

$$P_B = 32 MW \quad \text{y} \quad P_C = 48 MW$$

El problema reside en encontrar la potencia total en barras "A", que a todos los efectos corresponde a la potencia generada, ya que desde las barras "A" hasta el generador "G" no existen resistencias que aumenten la potencia activa entregada por el generador.

Para el cálculo de la potencia activa en barras "A", se seguirán dos métodos alternativos:

9.7.4.1 1^{er} método: buscamos por separado las potencias que fluyen desde las barras "B", y de las barras "C", hasta las barras "A"

$$P_{AC'} = U_A \cdot I_{AC'} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_A \quad \text{y} \quad P_{AB'} = U_{B'} \cdot I_{AB'} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_A$$

Estas son las fórmulas a aplicar. Nótese que los parámetros son los módulos de los correspondientes vectores que forman la tensión o la intensidad.

Por otra parte, los ángulos totales se hallarán con la fórmula ya conocida:

$$\varphi_{AB'} = (\varphi_{\bar{U}B} - \varphi_{\bar{I}AB'}) \quad \text{y} \quad \varphi_{AC'} = (\varphi_{\bar{U}A} - \varphi_{\bar{I}AC'})$$

Finalmente, se hallarán las intensidades que fluirán por las líneas "AB' " y "AC' ".

$$\bar{I}_{AC'} = \frac{P_{C'}}{U_{C'} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_{C'}} (\varphi_{UC'} - \varphi_{C'}) \quad \text{y} \quad \bar{I}_{AB'} = \frac{P_{B'}}{U_{B'} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_{B'}} (\varphi_{UB'} - \varphi_{B'})$$

Se debe recordar que las condiciones de funcionamiento son las iniciales para las barras "B' ", y las del último apartado (apartado nº 3) para las barras "C' ".

Procediendo con nuestros valores, tendremos que las intensidades que fluirán desde barras "C' " y desde barras "B' " hasta las barras centrales "A" serán:

$$\bar{I}_{AC'} = \frac{P_{C'}}{U_{C'} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_{C'}} (\varphi_{UC'} - \varphi_{C'}) = 249.8 \angle -32^\circ A \quad (\text{Valor hallado en el apartado nº 3}).$$

$$\bar{I}_{AB'} = \frac{P_{B'}}{U_{B'} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_{B'}} (\varphi_{UB'} - \varphi_{B'}) = 174.95 \angle -36.87^\circ A \quad (\text{Valor hallado en el apartado nº 1})$$

La tensión en barras "A", hallada en el apartado nº 1, será:

$$\bar{U}_A = 144455.2 \angle 5.52^\circ V$$

Los ángulos que le corresponderán a las barras "A", vistos desde barras "C' ", o desde barras "B' ", serán los siguientes:

$$\begin{aligned} \varphi_{AC'} &= (\varphi_{\bar{U}A} - \varphi_{\bar{I}AC'}) = (5.52^\circ - (-32^\circ)) = 37.52^\circ \\ \varphi_{AB'} &= (\varphi_{\bar{U}A} - \varphi_{\bar{I}AB'}) = (5.52^\circ - (-36.87^\circ)) = 42.39^\circ \end{aligned}$$

Es importante notar, llegado a este punto, que la tensión es única en barras "A" (sólo puede haber una única tensión por barra). Por el contrario, las intensidades pueden fluir libremente desde cualquier barra (la "B' " o la "C' ") hasta las barras "A". Por tanto, las intensidades se calculan en las barras "B' ", y en las barras "C' ", y estas intensidades (al ser unas líneas cortas con longitudes menores de 80 km) serán las mismas que lleguen a las barras "A". Este es el motivo por el que se las ha denominado $I_{AC'}$, e $I_{AB'}$, ya que fluyen a lo largo de estas líneas.

Conocidos todos los parámetros, podemos buscar las potencias activas que fluyen hacia las barras "A":

$$P_{AC'} = U_A \cdot I_{AC'} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_A = 144455.2 \cdot 249.8 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 37.52^\circ = 49572010 W$$

$$P_{AB'} = U_A \cdot I_{AB'} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_A = 144452.2 \cdot 174.95 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 42.39^\circ = 32328993 W$$

La tensión no cambia (recordar de nuevo que sólo hay una tensión por barra). Pero las intensidades y las potencias suman siempre todas sus aportaciones, por tanto:

$$P_{TOTAL-A} = P_{AC'} + P_{AB'} = 49.57 + 32.33 = 81.9 MW$$

$$\bar{I}_{TOTAL-A} = \bar{I}_{AC'} + \bar{I}_{AB'} = 249.8 \angle -32^\circ + 174.95 \angle -36.87^\circ = 424.37 \angle -34^\circ A$$

Conocidos todos estos parámetros, es ya posible hallar el rendimiento:

$$\eta = \frac{P_{SALIDA}}{P_{GENERADA}} 100 = \frac{P_B + P_C}{P_A} 100 = \frac{48 + 32}{32.33 + 49.57} 100 = 97.68\%$$

Aunque no se piden, no es difícil, hallar ahora las aportaciones que las potencias reactivas dan a las barras "A". Su cálculo es idéntico a las potencias activas con sólo cambiar el *cos* por el *sen* del ángulo, es decir:

$$Q_{AC'} = U_A \cdot I_{AC'} \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_A = 144455.2 \cdot 249.8 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin 37.52^\circ = 38065441 MVAR$$

$$Q_{AB'} = U_A \cdot I_{AB'} \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_A = 144452.2 \cdot 174.95 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin 42.39^\circ = 29510081 MVAR$$

Que sumadas nos dan la potencia total reactiva en barras "A".

$$Q_{TOTAL-A} = Q_{AC'} + Q_{AB'} = 38.0 + 29.51 = 67.51 MVAR$$

Finalmente, la potencia aparente total en barras "A" será ahora fácilmente calculable, conocidas las potencias totales activas y reactivas en dichas barras:

$$\bar{S}_A = (P_A + jQ_A) = (81.9 + j67.51) = 106.14 \angle 39.50^\circ MVA$$

El ángulo total, por supuesto, coincide con el hallado por otros métodos.

9.7.4.2 2º método: buscamos directamente la potencia activa total en barras "A"

Este método es más rápido que el anterior, ya que se basa en que la potencia activa total en barras "A":

$$P_{TOTAL-A} = U_A \cdot I_A \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_A$$

Nosotros conocemos todos los parámetros de la fórmula anterior, excepto el ángulo total, pero éste es de rápido cálculo. Pero vayamos por partes.

La intensidad total será la suma de las intensidades que fluyen desde las barras "C" " y barras "B" " hasta las barras "A". Estos valores se calcularon en apartados precedentes y son, por tanto, datos:

$$\bar{I}_{TOTAL-A} = \bar{I}_{AC'} + \bar{I}_{AB'} = 249.8 \angle -32^\circ + 174.95 \angle -36.87^\circ = 424.37 \angle -34^\circ A$$

Por su parte la tensión en barras "A" (que es única), ya se calculó en el primer apartado de este problema. Su valor era:

$$\bar{U}_A = \bar{V}_A \cdot \sqrt{3} = 144455.2 \angle 5.52^\circ V$$

El único valor desconocido de la fórmula de la potencia activa total en barras "A" es el ángulo total en este punto. Pero su cálculo es muy rápido, conocidos los ángulos de la tensión y de la intensidad en barras "A".

$$\varphi_A = \varphi_{\dot{U}_A} - \varphi_{\dot{I}_A} = 5.52^\circ - (-34^\circ) = 39.52^\circ$$

Con todos estos valores, ya podemos hallar la potencia activa total en barras "A":

$$P_{TOTAL-A} = U_A \cdot I_A \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_A = 144455.2 \cdot 424.37 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 39.52^\circ = 81906718W$$

Valor exacto al hallado con el primer método.

Las restantes potencias también son de cálculo inmediato. Para la potencia reactiva tendremos:

$$Q_{TOTAL-A} = U_A \cdot I_A \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_A = 144455.2 \cdot 424.37 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin 39.52^\circ = 67566721VAR$$

Y para la potencia total aparente:

$$\bar{S}_A = (P_A + jQ_A) = (81.9 + j67.57) = 106.17 \angle 39.52^\circ MVA$$

El ángulo total, por supuesto, coincide con el hallado anteriormente.

9.8 Cuestiones y problemas

Cuestiones

- 1 ¿Qué requisitos deben cumplir las líneas de transporte de energía eléctrica? ¿Cuáles son los condicionantes eléctricos y mecánicos del transporte de energía eléctrica? ¿Qué condicionantes son los dados por ley?
- 2 ¿De cuántas formas puede expresarse una magnitud eléctrica? ¿Cuál es la más recomendable? ¿Por qué?
- 3 ¿Qué suposiciones se toman en consideración para la obtención de las fórmulas de cálculo de las líneas eléctricas aéreas?
- 4 ¿Cuáles son los pasos a seguir si son conocidas las siguientes magnitudes eléctricas: U_2 , P_2 , φ_2 , y las constantes de línea A , B , C , y D , para la obtención de los restantes valores de las magnitudes eléctricas, tanto del principio de línea como del final de la misma?
- 5 ¿Cuáles son los pasos a seguir si son conocidas las siguientes magnitudes eléctricas U_1 , P_1 , φ_1 , y las constantes de línea A , B , C , y D , para la obtención de los restantes valores de las magnitudes eléctricas, tanto del principio de línea como del final de la misma?
- 5 ¿Cuáles son los pasos a seguir si son conocidas las siguientes magnitudes eléctricas U_1 , P_2 , φ_2 , y las constantes de línea A , B , C , y D , para la obtención de los restantes valores de las magnitudes eléctricas, tanto del principio de línea como del final de la misma?

- 7 Indicar las fórmulas a aplicar para obtener la caída de tensión aproximada de una línea eléctrica corta.
- 8 De la fórmula anterior: ¿qué parámetros podemos modificar? ¿Cuáles no son modificables y por qué? ¿Cuándo es positiva la caída de tensión de una línea? ¿En qué supuesto puede ser esta caída de tensión negativa?
- 9 Demostrar cómo se pueden obtener las potencias P_1 , Q_1 , y S_1 (flujo de potencia al inicio de una línea eléctrica), en función de las tensiones de línea U_1 , y U_2 , y de las constantes auxiliares (A , B , C , D).
- 10 Demostrar cómo se pueden obtener las potencias P_2 , Q_2 , y S_2 (flujo de potencia al final de una línea eléctrica), en función de las tensiones de línea U_1 , y U_2 , y de las constantes auxiliares (A , B , C , D).
- 11 ¿Cómo se obtiene la fórmula que nos determina la potencia activa máxima exacta que puede existir al final de una línea eléctrica? ¿Y la fórmula de la potencia activa simplificada del final de línea considerando una línea corta?
- 12 Con referencia a la potencia aproximada que puede transportar una línea eléctrica: ¿qué condición es indispensable para que el flujo de potencia vaya en un sentido determinado? ¿Cómo se puede aumentar el flujo de potencia de una línea eléctrica (indicar dos formas)?
- 13 ¿En qué condiciones se puede dar una caída de tensión muy elevada? ¿Qué efectos produce una caída de tensión muy elevada?
- 14 ¿En qué condiciones se puede dar una caída de tensión negativa? ¿Qué efectos produce una caída de tensión negativa?
- 15 ¿En qué consiste el método de la regulación de la tensión por medio del control de la tensión? ¿Qué ventajas ofrece la regulación de la tensión desde el principio de línea? ¿Y cuáles son sus limitaciones? ¿Qué ventajas ofrece la regulación de la tensión desde el final de línea? ¿Y cuáles son sus limitaciones?
- 16 ¿En qué consiste el método de la regulación de la tensión por medio del empleo de los transformadores? ¿Qué ventajas e inconvenientes ofrece este método?
- 17 ¿En qué consiste el método de la regulación de la tensión mediante el empleo de condensadores colocados en serie con la línea? ¿Qué ventajas e inconvenientes ofrece este método?
- 18 ¿En qué consiste el método de la regulación de la tensión mediante el empleo de baterías de condensadores colocados en paralelo con una carga inductiva? ¿Qué ventajas e inconvenientes ofrece este método? ¿De qué otra forma es posible regular la tensión con cargas inductivas mediante el mismo método?
- 19 ¿En qué consiste el método de la regulación de la tensión mediante el empleo de baterías de bobinas colocadas en paralelo con una carga capacitiva? ¿Qué ventajas e inconvenientes ofrece este método?
- 20 ¿En qué consiste el método de la regulación de la tensión mediante el empleo de compensadores síncronos? ¿Cómo se puede conseguir que un motor represente una carga capacitiva? ¿Y una carga inductiva? ¿Por qué el motor debe funcionar en vacío? ¿Se modifica la potencia activa con este método?
- 21 ¿En qué consiste el método de la regulación de la tensión mediante el empleo de compensadores estáticos? ¿Cómo funciona un tiristor? ¿Por qué debe existir una formación antiparalelo de tiristores para que el sistema sea eficaz en alterna? ¿Cómo puede conseguirse un margen de variación de potencia reactiva simétrica?
- 22 Enumerar las ventajas e inconvenientes de los métodos de compensación de energía reactiva (actuando sobre la carga), indicando en orden decreciente desde el más efectivo hasta el método más sencillo.
- 23 Indicar cuál es la fórmula para determinar la potencia reactiva de compensación a efectuar en una línea? ¿Qué significa cada término?
- 24 ¿Cuáles son los parámetros que mantendremos constante en la ecuación anterior? ¿Cómo es posible, con sólo modificar la potencia reactiva, obtener las tensiones deseadas?

- 25 ¿Qué significado tiene que la potencia reactiva de compensación hallada sea mayor que cero?
¿Qué significado tiene que la potencia reactiva de compensación hallada sea menor de cero?

Problemas

Para la resolución de problemas o la consulta de problemas resueltos, remitimos al lector a la obra *Cálculo de líneas eléctricas* (de la misma editorial y autor), donde se presenta un capítulo con problemas sobre líneas eléctricas completamente resueltos, así como un capítulo con enunciados de problemas con sus respectivas soluciones.

V Generación de la energía eléctrica

Presentación

No podía faltar, en una obra dedicada a la electricidad, un módulo referente a la generación de la energía eléctrica en sus más diversas variedades. Así las energías convencionales y las energías renovables serán expuestas con rigor, ya que constituyen el primer eslabón de todo sistema eléctrico y al que actualmente, por diversas razones, principalmente medioambientales, se están dedicando un gran número de recursos técnicos, humanos y económicos.

Concretamente, el primer capítulo dedicado a las energías renovables (energía eólica, fototérmica, fotovoltaica, de la biomasa, geotérmica y marina) realiza un repaso por cada una de estas energías respetuosas con el medioambiente. De esta forma, se tratan tanto las energías rentables en la actualidad como las que según los expertos deberán esperar a un futuro próximo para ser ampliamente utilizadas, las energías de origen marino. De cada una de estas energías se expone su principio de funcionamiento, sus variantes, sus partes constructivas y sus aplicaciones, así como sus ventajas y limitaciones. Al final de cada sistema energético se analizan los aspectos medioambientales, así como las medidas correctoras que en cada caso se deben de aplicar. El estudio de cada sistema energético concluye con una visión hacia un futuro próximo, ya que estas energías, o al menos algunas de ellas, se encuentran todavía en periodo de investigación o prueba y, por tanto, resulta interesante conocer sus perspectivas futuras.

En el segundo capítulo, que versa sobre las energías convencionales, se tratan todas las variantes de las centrales eléctricas convencionales. Se expone, en primer lugar, la evolución habida en España referente a la generación eléctrica, así como las mejoras que se han ido incorporando y la situación actual. A continuación, se explican las características más importantes de las centrales hidroeléctricas, detallándose sus variantes (las minicentrales eléctricas y las centrales eléctricas de bombeo). Posteriormente, son las centrales térmicas clásicas las analizadas también en sus más diversas variantes (con combustible sólido, líquido o en forma de gas), para finalizar con el estudio de las centrales nucleares de fisión. De cada una de estas centrales se detallan: sus principios de funcionamiento, partes constructivas, variantes y aplicaciones más importantes. Asimismo, se exponen las ventajas e inconvenientes que la utilización de cada sistema energético lleva consigo. Finalmente, de cada tipo de central se analizan los problemas medioambientales con los que se enfrentan, así como las técnicas que se emplean para minimizarlos.

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 X: Energías renovables
- Capítulo XI: Centrales eléctricas convencionales

Objetivos

Energías renovables

- Introducir al lector en los problemas energéticos actuales y en la conveniencia de la utilización de las energías renovables.
- Conocer la energía eólica: tipos de aerogeneradores, partes de los aerogeneradores, técnica de generación y transporte.
- Saber las aplicaciones de la energía eólica, así como sus ventajas e inconvenientes.
- Conocer el impacto ambiental de la energía eólica, así como sus perspectivas futuras.
- Conocer la energía solar fototérmica: principios de funcionamiento de los sistemas solares fototérmicos.
- Conocer los sistemas a baja, media y alta temperatura.
- Saber las aplicaciones, ventajas e inconvenientes de los sistemas térmicos solares.
- Saber las repercusiones medioambientales de los sistemas fototérmicos.
- Conocer la energía solar fotovoltaica: principios de funcionamiento, generación y transporte.
- Identificar las pérdidas en la generación fotovoltaica.
- Saber los tipos de células y paneles fotovoltaicos existentes.
- Conocer las aplicaciones, ventajas e inconvenientes de los sistemas solares fotovoltaicos.
- Saber las repercusiones medioambientales de los sistemas fotovoltaicos.
- Conocer la energía de la biomasa: fundamentos y estado actual.
- Conocer los tipos de aprovechamientos con energía de biomasa y su potencial energético.
- Saber las aplicaciones, ventajas e inconvenientes de los sistemas energéticos con biomasa.
- Conocer las repercusiones medioambientales de la biomasa.
- Conocer la energía geotérmica: campos geotérmicos explotables, y fundamentos técnicos.
- Saber identificar los tipos de instalaciones geotérmicas.
- Conocer las aplicaciones, ventajas e inconvenientes de la energía geotérmica.
- Saber las repercusiones medioambientales de los sistemas geotérmicos.
- Conocer la energía de origen marino: fundamentos y estado actual.
- Disponer de los conocimientos básicos sobre las energías: de las mareas, de las olas, de la energía térmica oceánica, de la energía de osmosis y de la energía de las corrientes marinas.
- Conocer las aplicaciones, ventajas e inconvenientes de cada una de las energías marinas.
- Saber las repercusiones medioambientales de las energías de origen marino.

Centrales eléctricas convencionales

- Introducir al lector en los problemas de la generación de la energía eléctrica.
- Distinguir entre energías convencionales y energías alternativas.
- Distinguir entre los diversos tipos de centrales eléctricas.
- Saber los recursos naturales con los que cuenta España para la generación de energía.
- Conocer la clasificación de las centrales eléctricas en España.
- Conocer las centrales hidroeléctricas. Las minicentrales eléctricas y las centrales de bombeo.
- Identificar los tipos de centrales térmicas convencionales.
- Saber las variaciones constructivas que experimentan las centrales térmicas dependiendo del combustible fósil empleado.

- Conocer el funcionamiento de las centrales nucleares.
- Saber las repercusiones medioambientales de las centrales convencionales.
- Conocer las perspectivas de futuro de las energías convencionales.

10 Energías renovables

10.1 Introducción

Las energías tradicionales (energía térmica y energía nuclear) presentan importantes inconvenientes a la hora de su generación y utilización. Estos problemas afectan a su transformación en energía eléctrica y derivan de la contaminación y los riesgos a ellas asociados; aparte, consumen combustibles limitados y con precios bastante elevados. Todas estas limitaciones unidas a la creciente sensibilización por el medio ambiente y a la insistencia de algunos países en denunciar la necesidad de respeto hacia el mismo está forzando el estudio de nuevas alternativas para generar energía eléctrica de forma limpia y sin alterar los ecosistemas terrestres.

El principal obstáculo que limita el uso de estas energías con respecto a las tradicionales es la todavía insuficiente tecnología necesaria para obtener rendimientos elevados, y sobre todo, grandes cantidades de energía para suplir el empleo de las energías convencionales.

No obstante, en los últimos años se ha producido un aumento muy considerable en la generación de electricidad por medio del uso de estas energías, que presentan indiscutibles ventajas sobre sus predecesoras:

- Las energías renovables no contaminan, siendo respetuosas con el medio ambiente.
- Las energías renovables no resultan peligrosas.
- Utilizan combustibles ilimitados (sol, viento, mar, geotérmica, etc).
- Los combustibles usados suelen tener un bajo precio o son prácticamente gratuitos.

A continuación se expondrán algunas de las energías renovables más importantes que se están estudiando e implantando, considerándose siempre su uso y generación desde el punto de vista de la energía eléctrica.

10.2 Energía eólica

La fuente de energía eólica es el viento, o mejor dicho la energía mecánica que en forma de energía cinética transporta el aire en movimiento. El viento es originado por el desigual calentamiento de la superficie de nuestro planeta, formando movimientos convectivos de la masa atmosférica.

La Tierra recibe una gran cantidad de energía procedente del Sol. Esta energía, en lugares favorables, puede ser del orden de 2.000 kWh/m^2 anuales. Sólo el 2% de ella se transforma en energía eólica, con un valor capaz de generar una potencia de 10^{11} Gigavatios.

No es una fuente de energía nueva, más bien lo contrario, es una de las energías más antiguas que se conocen, sobre todo en transporte marítimo y en instalaciones agrícolas. Lo novedoso de esta energía es su empleo para la generación de energía eléctrica, en cuya historia se remonta a principios del siglo XX, años en los que ya se empleaba en Dinamarca. A mediados de siglo aumentó su generación de forma considerable, suministrando de esta forma energía eléctrica a zonas del país donde era difícil que la recibieran de la red general de transporte. Con la crisis del petróleo a principios de los años setenta, la importancia de las energías renovables, y entre ellas la eólica, ha aumentado de forma constante.

Lo que sí ha cambiado en el aprovechamiento eólico es la tecnología empleada, los nuevos materiales, la búsqueda de lugares apropiados para situar los parques (mapas eólicos), etc.; en definitiva, los esfuerzos están encaminados en desarrollar soluciones que permitan un mejor aprovechamiento de este tipo de instalaciones.

Para que la energía eólica sea susceptible de ser aprovechada en la actualidad, su fuente primaria, el viento, debe cumplir unos requisitos mínimos, sin los cuales su generación arroja rendimientos muy bajos; estos requisitos son:

- Existencia de viento con velocidades que permita obtener unas densidades de potencias que cumplan con los siguientes valores:
 - 1000 W/m²: el aprovechamiento es bueno.
 - 200 W/m²: el aprovechamiento es normal.
 - 50 W/m²: el aprovechamiento es de bajo rendimiento.
 - Por debajo de los 50 W/m², no tiene interés el emplazamiento de estas centrales.
- La dirección del viento deberá ser lo más estable posible.
- Su continuidad deberá ser alta.

En definitiva, la energía eólica es una forma de energía que presenta innumerables ventajas frente al uso de otras energías debido a su alto rendimiento en la transformación de la energía mecánica en eléctrica, aunque también presenta algunas limitaciones importantes tanto técnicas, como económicas y medioambientales.

10.2.1 Tipos de aerogeneradores

Las máquinas destinadas a la generación de energía eléctrica mediante el empleo de la fuerza del viento suelen denominarse *aerogeneradores* o *turbinas eólicas*.

A lo largo de la historia han existido varios modelos de molinos de viento, los cuales pueden dividirse en grupos:

- De eje vertical
- De arrastre diferencial
- De pantalla
- De válvulas abatibles
- De palas giratorias
- De variación cíclica de incidencia de palas fijas
- De variación cíclica de incidencia de palas móviles

- De eje horizontal
- Molinos de viento clásicos
- Eólicas lentas
- Eólicas rápidas



De eje vertical



De doble aspa

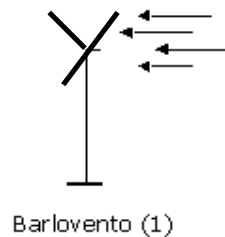


De eje horizontal

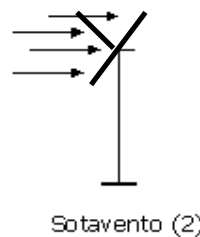
Fig. 10.1 Tipos de molinos eólicos

No obstante, los modelos más empleados en la actualidad se reducen a dos tipos básicos: los modelos con turbinas eólicas de eje horizontal y los modelos con turbinas eólicas de eje vertical.

Los modelos con turbinas de eje horizontal constan de una hélice o rotor, acoplado a un conjunto de soporte, llamado góndola o navecilla, en el interior de la cual se encuentran el alternador y la caja de engranajes. Ambos van montados sobre una torre metálica o de hormigón. Es importante notar que la hélice o rotor puede estar situada a favor del viento (sotavento), o enfrentada al viento (barlovento). Si están situados a sotavento, la turbina se orienta automáticamente en función de la dirección del viento (son autorientables), pero los efectos de las cargas de fatiga en las palas son mayores; en cambio, cuando el rotor está situado a barlovento, es necesario que el generador disponga de un dispositivo de orientación, aunque posee la ventaja de que los efectos de las cargas de fatiga son menores. Estos últimos son los molinos de viento más utilizados actualmente.



Barlovento (1)



Sotavento (2)

Fig. 10.2 Tipos de orientaciones más características de los aerogeneradores

Los molinos de eje vertical presentan la ventaja de que, al tener colocado el generador en la base de la torre, las labores de mantenimiento resultan más sencillas. Aparte, al ser turbinas autorientables (ya

que las palas están acopladas a lo largo de la torre, es decir perpendiculares al suelo), pueden aprovechar el viento sea cual sea la dirección del mismo. Sin embargo el rendimiento de este tipo de aerogeneradores es menor que los de eje horizontal, es por ello que en este capítulo se tratarán preferentemente los molinos de eje horizontal.

10.2.1.1 Molinos de eje horizontal

Tres son los elementos que definen el aerogenerador o turbina eólica de eje horizontal: el rotor, la navecilla y la torre.

El rotor es uno de los componentes más importantes, posee una, dos, tres o hasta seis palas. Éstas son el elemento que causa más problemas de diseño y el que representa el mayor coste de la máquina, alrededor de un 30% de la inversión total. Inicialmente estas palas fueron fabricadas de acero, aunque actualmente se ha sustituido este material por otros más ligeros como el carbono o la fibra de vidrio. Su principal problema radica en los esfuerzos variables a los que se hallan sometidas debido a las cargas aerodinámicas muy cambiantes, lo que les produce una fuerte vibración. El acoplamiento entre las vibraciones de las palas y las vibraciones de la torre es de suma importancia, ya que un desajuste entre ambas puede producir torsiones que llegan a causar la propia destrucción de la máquina.

El segundo elemento importante es la góndola o navecilla, que es el aerogenerador propiamente dicho. En ella se encuentra un equipo mecánico y eléctrico que permite la transformación de la energía cinética, suministrada por el rotor, en energía eléctrica. Se compone de un eje principal, adaptado al del rotor mediante un embrague, un engranaje confinado en una caja de cambios y un generador eléctrico. Esta góndola suele estar recubierta de placas de aluminio, que la aíslan del ruido y del calor. Su forma es troncocónica o cilíndrica para repartir adecuadamente su peso sobre el eje principal. Actualmente poseen un microprocesador que permite regular y controlar el ángulo de inclinación de las palas del rotor, así como la disposición de éste con respecto al viento, para poder obtener el mayor rendimiento posible. Dispone por último de un sistema de seguridad que bloquea las palas del rotor y frenos de disco, para detenerlo en caso de necesidad.

La torre es el elemento más convencional. Puede tener la forma de las torres de tendido eléctrico, aunque también existen de forma cilíndrica o troncocónica; los materiales constructivos son tanto metálicos como de hormigón. Un aspecto importante al diseñar la torre es tener en consideración que los modos de vibración que ésta vaya a sufrir se acoplen adecuadamente a los modos de vibración del rotor (palas).

El funcionamiento de este tipo de máquinas es simple. El viento hace girar las palas del rotor, generando éstas energía cinética que se transmite, a través del eje principal, al alternador que está instalado en la navecilla. Se genera así una corriente eléctrica que es transmitida a la red de transporte mediante cables que salen de la navecilla.

10.2.1.2 Molinos de eje vertical

Este tipo de molino funciona continuamente, siempre que haya viento, ya que venga de donde venga, hará girar las aspas. Los inconvenientes que tienen este tipo de molinos, como ya se ha comentado, son su bajo rendimiento y la falta de estudios rigurosos hasta la actualidad.

Tiene ubicado el generador cerca de tierra, facilitando el mantenimiento requerido, con diferencia respecto a las de eje horizontal, que al estar situado en lo alto del molino, lo dificulta.

El funcionamiento de estos molinos es análogo a los de eje horizontal: el viento mueve las palas acopladas al eje y este movimiento es transmitido al equipo generador que está situado al pie de dicho eje.

10.2.1.3 Partes importantes de los aerogeneradores modernos

Actualmente las partes o componentes más importantes que definen a los aerogeneradores se concentran en dos funciones básicas:

- Dispositivos de orientación
- Dispositivos de regulación de velocidad

Las formas de mayor uso son las que producen energía eléctrica y mecánica, bien sea para autoabastecimiento de electricidad o bombeo de agua. Siendo un aerogenerador el que acciona un generador eléctrico, y un aeromotor el que acciona dispositivos, para realizar un trabajo mecánico.

Las partes básicas que los componen son:

- Cimientos: generalmente constituidos por hormigón en tierra, sobre el cual se atornilla la torre del aerogenerador. La torre, fijada al suelo por los cimientos, proporciona la altura suficiente para evitar turbulencias y superar obstáculos cercanos; la torre y los cimientos son los encargados de transmitir las cargas al suelo.
- Chasis: es el soporte donde se encuentra el generador, sistema de frenado, sistema de orientación, equipos auxiliares (hidráulico), caja de cambio, etc. Protege a estos equipos del ambiente y sirve, a su vez, de aislante acústico.
- El buje: pieza metálica de fundición que conecta las palas al eje de transmisión.
- Las palas: cuya misión es la de absorber energía del viento; el rendimiento del aerogenerador depende de la geometría de las palas, interviniendo varios factores:
 - La longitud
 - El perfil
 - El calaje
 - La anchura

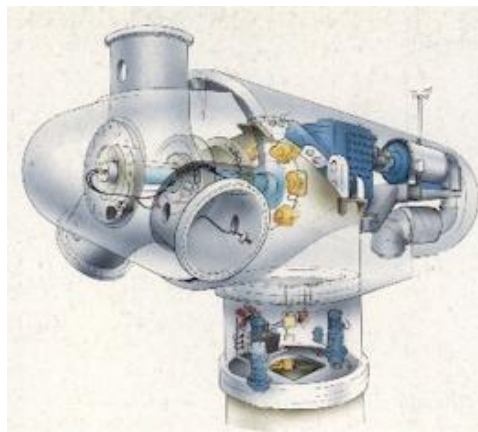


Fig. 10.3 Vista interior de un aerogenerador

10.2.1.4 Sistemas de un aerogenerador

- **Orientación:** mantiene el rotor frente al viento, minimizando los cambios de dirección del rotor con los cambios de dirección de viento; estos cambios de dirección provocan pérdidas de rendimiento y genera grandes esfuerzos con los cambios de velocidad.
- **Regulación:** controla la velocidad del rotor y el par motor en el eje del rotor, evitando fluctuaciones producidas por la velocidad del viento.
- **Transmisión:** utilizados para aumentar la velocidad de giro del rotor, para poder accionar un generador de corriente eléctrica, es un multiplicador, colocado entre el rotor y el generador.
- **Generador:** para la producción de corriente continua (DC), dinamo, y para la producción de corriente alterna (AC), alternador, que puede ser síncrono o asíncrono.

10.2.2 Impacto medioambiental y zonas aptas para su instalación

Todas las fuentes de generación de energía, en menor o mayor medida, contaminan el medio ambiente que les rodea. Esta contaminación no solo es debida a la instalación, mantenimiento y posterior utilización de la fuente generadora, sino que existe además el riesgo de otros tipos de contaminaciones, como puede ser la misma energía generada.

La energía eólica no es causa de agresiones importantes contra el medio ambiente, pero sí lo modifica, produciendo un impacto medioambiental tanto mayor cuanto más poblada sea la zona donde esté localizada la instalación.

Este impacto puede clasificarse en cuatro grandes apartados:

- Energía generada
- Visual
- Flora y avifauna
- Ruido

El impacto de la energía generada es debido principalmente a que, aunque ecológicamente hablando ésta sea una energía limpia, no es menos cierto que la generación de energía eléctrica mediante los generadores eólicos convencionales produce un gran número de armónicos que ensucian las redes eléctricas. Este problema puede ser resuelto, mediante el empleo de convertidores de frecuencia DTC, que controlan la forma de onda de la corriente y su desfase, para así crear un campo en el entrehierro en cuadratura con el campo magnético propio. El uso de estos convertidores permite convertir la potencia eólica en eléctrica a tensión de red, suministrando corriente completamente senoidal, libre de armónicos y además en fase con la tensión de la red (intensidad activa).

El impacto visual, quizás el más difícil de evaluar por ser muy subjetivo, es uno de los más importantes. Es evidente que los parques eólicos necesitan para realizar sus funciones de sus estructuras móviles características. En los grandes parques estas estructuras (molinos) son visibles a grandes distancias recortándose en el horizonte y constituyendo por sí mismos un tipo de paisaje característico. Estas inevitables estructuras no pasan desapercibidas para los observadores, pero la reacción que producen son bien diversas: mientras que para unos representan una agresión al medio, para otros ofrecen una nota de paisaje agradable, moderna y característica.

El impacto sobre la avifauna de una región es más real que el anterior. Estas grandes estructuras situadas en hileras en lo alto de las colinas originan de tanto en tanto colisiones de aves con las hélices, pero estas son mucho menores que las producidas por otras barreras más destructivas, como cables de alta tensión, antenas y otros obstáculos que representan un peligro mucho mayor para la avifauna. Para la atenuación de los efectos de las líneas eléctricas se utilizan canalizaciones subterráneas (no muy frecuentes debido a su alto precio), o cuando esto no es viable, se emplean soluciones más económicas como son la señalización de estas líneas con bolas de plástico, cintas o tubos. De más difícil solución son las colisiones de aves con las hélices, para lo cual no existen soluciones verdaderamente efectivas, intentándose evitar en lo posible la existencia de parques eólicos en zonas con altas densidades de especies protegidas o en las rutas migratorias de las mismas.

El impacto sobre la flora es de más fácil solución. Cuando se produce la construcción de un parque eólico se altera las características del terreno próximo al mismo debido principalmente a los movimientos de tierra, la construcción de cimentaciones, accesos etc. Este paisaje alterado ha de ser restaurado en su mayor parte, asimilándolo en lo posible al estado que tenía en su entorno natural. Esta restauración pasa por la topografía, las especies vegetales, los animales y tipos de terreno, siendo muy interesante considerar la posibilidad, si el entorno se hallaba muy alterado por la presencia humana antes de la construcción del parque eólico, de repoblarlo con especies clímax, ya que éstas son las que verdaderamente se adaptan a las características de cada tipo de terreno o zona.

Uno de los impactos medioambientales más negativos que produce la generación de energía eléctrica mediante el empleo de molinos eólicos es el derivado del ruido que producen los aerogeneradores durante su funcionamiento. Este ruido, no obstante, puede clasificarse en dos grupos según el origen de las fuentes que lo originan: por una parte está el ruido mecánico procedente del generador (caja multiplicadora, bobinas, conexiones, etc.), mientras que el ruido aerodinámico tiene su origen en el movimiento de las palas. El primero se está aminorando continuamente, gracias a la mejora tecnológica tanto en el diseño y utilización de nuevos materiales como en el posterior ensamblaje de todos los elementos que forman los aerogeneradores. El ruido aerodinámico (incidencia del aire sobre las palas) está formado por: el ruido que se produce al incidir el flujo inestable del aire sobre las palas (a este ruido se le suele denominar de banda ancha) y suele tener un cierto ritmo, y por otra parte existe otro ruido de baja frecuencia (irreflexivo), inaudible para las personas, pero que puede llegar a producir vibraciones molestas en edificaciones situadas a cierta distancia. Este ruido de baja frecuencia depende del número y de la forma de las palas, así como de las turbulencias locales, de forma que, a mayor velocidad del viento y rotación de las turbinas, más importante será su efecto. Es por este motivo que los diseños actuales de los aerogeneradores intentan conseguir potencias similares con velocidades menores de rotación.

Aunque los límites permisibles del ruido varían según las legislaciones de cada país, parece razonable aceptar como límite de ruido industrial, el comprendido entre los 40 dB y 60 dB. Las legislaciones futuras deberán de tener presente estos requisitos a la hora de otorgar los correspondientes permisos, de forma que el diseño de las nuevas instalaciones de aerogeneradores produzcan el menor ruido posible.

En Cataluña se ha reducido el impacto medioambiental ligado a procesos energéticos mediante las mejoras en eficiencia energética (del 35% en los últimos 15 años), implantación de la cogeneración (928 MW instalados) y la potenciación de las energías renovables (Plan de Parques Eólicos 1997-10). El Plan Director de Parques Eólicos censa hasta 75 localizaciones susceptibles de disponer de instalaciones de este tipo. Actualmente la potencia instalada en los parques eólicos en funcionamiento asciende a 30 MW.

En definitiva, las energías alternativas (hidroeléctrica, eólica, solar y térmica) representan un 5.8% de la energía total producida en Cataluña, y se pretende llegar al 11% alrededor del año 2010.

En España, en los últimos años, la generación de energía eólica ha experimentado un gran aumento, existiendo en la actualidad unos 800 MW instalados y apuntando las previsiones a que se ascienda hasta los 8000 MW en un periodo de tres años. En Alemania, para un periodo similar de tiempo, se ha multiplicado por once la producción y generación de energía eléctrica mediante la utilización de generadores eólicos.

Por último las zonas más adecuadas para la instalación de los parques eólicos coinciden en España con las zonas con más viento, pero atención, el viento tiene que ser constante y con una dirección bien definida; así el valle del Ebro, zona occidental de Galicia y zonas próximas al estrecho de Gibraltar son zonas propicias, ya que el viento es frecuente y su sentido muy regular, es tal su importancia que los habitantes de estas zonas les han puesto nombres propios para designarlos.

10.3 Energía solar. Energía fototérmica y fotovoltaica

España es un país privilegiado en el desarrollo del aprovechamiento de la energía solar, ya que es uno de los países con más horas de sol de Europa, permitiendo augurar un futuro esperanzador a este tipo de energías, tanto sea por vía térmica como por vía fotovoltaica. La energía solar, en sus diversas variantes, intenta aprovechar el potencial calorífico que el sol emite de forma constante y que llega a nuestro planeta en forma de radiación solar.

El sol está formado fundamentalmente por helio, hidrógeno y carbono. En el mismo, de forma constante, se producen reacciones de fusión, mediante las cuales dos átomos de hidrógeno se fusionan, dando lugar a un átomo de helio y liberando gran cantidad de energía. Solo una parte de esta energía llega a la superficie de la tierra, ya que al toparse con la atmósfera se producen los efectos típicos de cualquier radiación: la reflexión, la refracción y la absorción. Sólo una parte de la refracción alcanzará pues la superficie de la tierra, no siendo toda la radiación que puede cruzar la atmósfera, aprovechable, dividiéndose ésta en dos grandes grupos; la radiación directa y la radiación difusa o reflejada.

- Radiación difusa: es cuando el sol no incide de forma directa sobre la superficie de la tierra, como por ejemplo, cuando esta nublado. Esta radiación llega, pues, muy debilitada, y en muchas ocasiones es el reflejo de la radiación directa que afecta a zonas próximas. Este tipo de energía no se utiliza normalmente, sólo algunos colectores planos y las células fotovoltaicas son capaces de aprovecharla en parte.
- Radiación directa: se da cuando hay sol. Es decir, los rayos inciden de forma nítida sobre la superficie terrestre. Este tipo de energía es la que se utiliza para generar energía.

La energía solar ofrece innumerables ventajas frente a otras energías convencionales, dado su carácter gratuito y al ser una fuente energética inagotable (se estima la vida del sol en unos 6000 millones de años); además, mediante procesos de concentración, pueden alcanzarse temperaturas de hasta 3000°C, temperatura que permite poner en marcha los más variados ciclos termodinámicos.

La energía solar, no obstante, tiene graves inconvenientes. Entre ellos cabe destacar, que depende de múltiples factores como son las estaciones del año, las fluctuaciones diarias, las condiciones climatológicas, la situación geográfica, etc. Aparte, actualmente todavía no existe una tecnología suficientemente avanzada que permita su almacenamiento en grandes cantidades y los componentes de las instalaciones resultan sumamente caros. Es, por tanto, una energía con futuro, pero con evidentes limitaciones técnicas y económicas en la actualidad.

La energía solar puede aprovecharse, por conversión de la misma en calor (sistemas térmicos de calefacción, agua caliente sanitaria, o transformación en electricidad), o bien, transformándola directamente en energía eléctrica mediante el empleo de placas fotovoltaicas.

10.3.1 Energía solar fototérmica

Un sistema de aprovechamiento de la energía solar muy extendido es el térmico. El medio para conseguir este aporte de temperatura se hace por medio de colectores.

El colector es una superficie que, expuesta a la radiación solar, permite absorber su calor y transmitirlo a un fluido. Existen tres técnicas diferentes para este aprovechamiento, en función de la temperatura que puede alcanzar la superficie captadora, pudiéndose clasificar como:

- De baja temperatura: con captación directa, la temperatura del fluido está por debajo del punto de ebullición.
- De media temperatura: captación de bajo índice de concentración, la temperatura del fluido es más elevada de 100°C, pero sin superar los 300°C.
- De alta temperatura: captación de alto índice de concentración, la temperatura del fluido es más elevada de 300°C, pudiéndose alcanzar valores de hasta 3000°C.

10.3.1.1 Sistemas de baja temperatura

Su rango de temperaturas oscila enormemente, aunque suele estar comprendido normalmente entre los 80°C y 90°C. No se puede generar vapor, por tanto no existen turbinas y de esto se deduce que no son aptos para generar energía eléctrica.

El modo de captación de calor, a través de los colectores, consiste en dejar pasar las ondas de la radiación solar o luminosas, que son de frecuencia alta (pequeña longitud de onda). Una vez estas ondas han atravesado los colectores, aumentan la temperatura de su interior, volviendo a ser reflejadas hacia el exterior del colector, pero esta vez en forma de ondas caloríficas. Estas ondas caloríficas son de baja frecuencia (longitud de onda grande), impidiendo su paso los materiales constructivos del colector, lo que repercute en un aumento de temperatura en su seno. Por último es necesario su almacenamiento mediante los métodos y componentes adecuados.

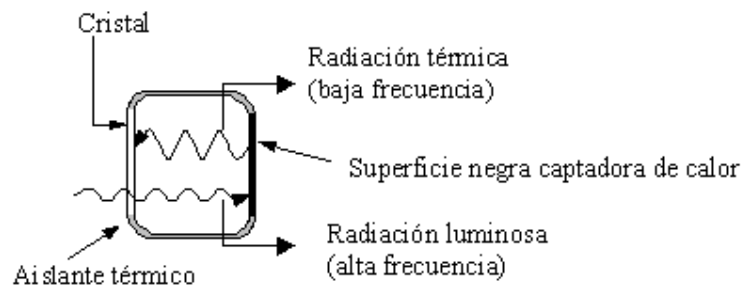


Fig. 10.4 Refracción de ondas de luz y térmicas a través de un colector

En la figura anterior vemos como los colectores permiten el paso de la luz ultravioleta (frecuencia alta), pero no deja pasar el calor de los infrarrojos (frecuencia baja).



Fig. 10.5 Colectores de baja temperatura

Generalmente el aprovechamiento térmico a baja temperatura se realiza a través de colectores planos, cuya característica común es la falta de poder de concentración, es decir, la relación entre la superficie externa del colector y la superficie captadora, la interior, es prácticamente la unidad.

Estos captadores constan de los siguientes elementos:

- Cubierta exterior: Generalmente formada por una lámina de cristal, lo más transparente posible, aunque a veces es sustituida por algún tipo de plástico (Tedlar, EVA). Se pueden encontrar con varias capas de cristales, evitando así pérdidas de calor, pero encareciendo el colector. Es la parte más propensa a la rotura, ya sea por agresiones externas o por efecto de la dilatación del propio cristal.
- Placa absorbente: Es prácticamente una placa plana pintada de negro, con objeto de aumentar su poder de absorción y disminuir la reflexión.
- Tubos para el fluido calorportador: estos van soldados a la placa ó son parte de ella.
- Aislamiento: Es el recubrimiento en todos los lados del panel, excepto en la parte acristalada, que evita pérdidas térmicas. El material es cualquier tipo de aislante, (fibra de vidrio, poliuretano) y el grosor depende de la aplicación, lugar, tipo de aislante etc.
- Caja exterior: Es la que alberga a todos los componentes (cubierta exterior, placa absorbente, aislamiento) generalmente de aluminio, por su poco peso y aguante a la corrosión.

Existen otros tipos de colectores planos que no responden a esta descripción:

- Colectores para piscinas: Son colectores sin cubierta, sin aislante y sin caja, solamente están compuestos por la placa absorbente, que por lo general, es de un material plástico. Aumentan la temperatura del agua entre 2°C y 5°C. Su funcionamiento esta restringido a las épocas veraniegas ya que tiene grandes pérdidas. Su uso para caldeo del agua de las piscinas es prácticamente el único aprovechable.
- Colectores de vacío: Están compuestos de una doble cubierta envolvente, herméticamente cerrada, en la cual se ha practicado el vacío, de esta forma las pérdidas por convección se reducen considerablemente. El problema de estos colectores es el elevado precio y la pérdida de vacío que se produce con el paso del tiempo.

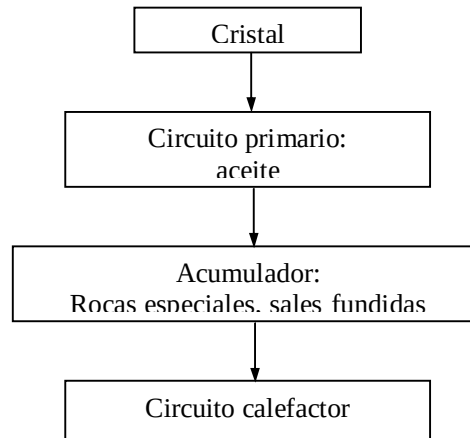
Las aplicaciones más frecuentes de los sistemas a bajas temperaturas se reducen a los sistemas de calefacción, agua caliente sanitaria y aplicaciones afines, como las descritas para piscinas, industrias, etc.

10.3.1.2 Sistemas a media temperatura

Su rango de temperaturas oscila entre 100°C y 300°C. Estas temperaturas permiten la generación de vapor, y por tanto energía eléctrica, pero debido a que estas temperaturas no son excesivamente grandes, su aplicación principal radica en la producción de vapor para procesos industriales o calentamiento de grandes superficies de agua, como piscinas.

La forma de producción y aprovechamiento del calor puede observarse en este organigrama que, de forma secuencial, permite ver las distintas conversiones que tienen lugar:

Tabla 10.1 Organigrama de un sistema solar a media temperatura



Estas instalaciones a media temperatura disponen de más paneles que las instalaciones de baja temperatura y con formas más estudiadas: parabólicas, hiperbólicas.



Fig. 10.6 Colectores para media y alta temperatura

Los colectores cilíndrico-parabólicos permiten una absorción más eficaz de la radiación solar. El funcionamiento es el descrito en el organigrama precedente: la energía del sol es recogida por los colectores, esta energía es transmitida a un fluido operante (por ejemplo un aceite térmico). El fluido se calienta y transporta dicha energía, por medio de un circuito primario, hasta una caldera, donde esta energía calorífica es transmitida a un segundo circuito operante. Este segundo circuito (generalmente agua) se convierte en vapor a gran temperatura y es enviado a un grupo turbina-alternador para su conversión en energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico convencional, o bien, es utilizado para alimentar procesos industriales o de calefacción.

Estos sistemas suelen disponer de algún dispositivo que permita almacenar una cierta cantidad de energía en forma de calor. Esto permite hacer frente a las normales fluctuaciones de la radiación solar. En estos casos el fluido del circuito secundario, antes de entrar en la caldera, pasa por el dispositivo almacenador de energía calorífica, siendo este dispositivo el que posteriormente alimentará térmicamente a la caldera.

10.3.1.3 Sistemas a alta temperatura

Para la obtención de elevadas temperaturas (más de 300°C, hasta valores de 3000°C, en algunos hornos solares), es necesario recurrir a colectores especiales (ya que con los planos es imposible); estos colectores son los colectores de concentración, cuya filosofía no es más que aumentar la radiación por unidad de superficie. Hay varias formas y sistemas, pero la parte común a todos se centra en la mejora de la orientación respecto al sol.

Estos colectores se componen básicamente de las siguientes partes:

- Superficie reflectora: constituida por una lámina reflectora, generalmente de Mylar, Hostaflon u otro material plástico de características similares, también pueden ser de vidrio con recubrimiento de espejos, estos no son muy habituales, ya que tienen que soportar las inclemencias del medio y es difícil su fabricación de forma curvada. En todos los casos deben tener una reflectividad superior al 95%.
- Superficie absorbente: dependen de la forma de la superficie reflectora, pero generalmente son de forma cilíndrica o plana, pintadas de negro o recubiertas con una capa de material selectivo.
- Cubierta protectora: generalmente protegen a la superficie absorbente y casi nunca a la superficie reflectora, el aislante habitual es el vacío.

Otra parte importante en cualquier colector solar a alta temperatura es el sistema de seguimiento. Este puede ser de varios tipos:

- De movimiento longitudinal: de un eje, con movimiento de este a oeste.
- De movimiento latitudinal: de un eje, con movimiento de norte a sur.
- De movimiento completo: de dos ejes; permite su orientación en ambas direcciones.

De estos sistemas, se puede destacar que la parte más importante es la forma de la superficie reflectora, pudiendo ser ésta de las siguientes características:

- Concentradores cilindro-parabólicos: compuestos (CPC) constituidos por dos ramas de parábola, cuyos focos se encuentran en el extremo de la rama opuesta.
- CPC sin trincar: son aquellos que disponen de las ramas de parábola simétricas, cubriendo ángulos iguales a ambos lados de la superficie reflectora.

- CPC truncados: son los que disponen de ramas de la parábola no simétricas, teniendo truncadas una o ambas ramas.
- Asimétricos: como indica su nombre, no poseen simetría respecto del eje del concentrador.
- Lentes de fresnel: son una derivación de las lentes plano-convexas.



Paraboloidales: son los formados por una paraboloide, dotados de una geometría muy compleja de fabricar, llegando a tener una razón de concentración superior a 2000.



Deformación elástica de membrana: formada por membranas metalizadas, montadas sobre una estructura parecida a la de un tambor, adquiriendo una forma semejante a una paraboloide cuando son sometidas a una depresión mediante vacío.

Fig. 10.7 Diversas configuraciones de colectores solares para altas temperaturas

Una de las instalaciones más significativas para el aprovechamiento de la energía solar térmica son las centrales termoeléctricas de receptor central. Éstas constan de una amplia superficie de heliostatos, es decir, de grandes espejos sostenidos por soportes que reflejan la radiación solar y la concentran en un pequeño punto receptor central. Normalmente este punto central se encuentra instalado en una torre, de la que se deriva su nombre: *central solar de tipo torre central*.

El receptor transmite la radiación solar en forma de calor a un fluido (agua, sales fundidas, sodio, aire, aceite, etc), que circula por un circuito primario. Este fluido es enviado a unos dispositivos acumuladores de calor, evitándose las fluctuaciones periódicas de las radiaciones solares. Estos dispositivos suelen estar constituidos por sales fundidas, aceites térmicos, rocas o cualquier otro material con una gran inercia térmica que asegure el mantenimiento del calor durante un periodo de tiempo. En el interior de este dispositivo acumulador de calor también se encuentra un segundo circuito formado normalmente por agua, que se transforma en vapor a una gran temperatura y presión.

El vapor así generado sirve para accionar un sistema turbina-generador, para la producción de energía eléctrica.

Los heliostatos, finalmente, poseen unos mecanismos electrónicos que reciben periódicamente las órdenes que les transmite un programa asociado a un ordenador central. Estas órdenes hacen que cada heliostato se vaya moviendo según dos ejes de giro, de modo que puedan estar en cada momento en la posición más adecuada para recibir la mayor cantidad de radiación solar posible, y asimismo poderla concentrar eficazmente en el receptor central instalado en la torre.

Como resumen, indicaremos que los sistemas de energía térmica solar a baja y media temperatura son ampliamente utilizados, por ejemplo, para sistemas de calefacción, agua caliente sanitaria, secado de materiales, piscinas, producción de vapor industrial, etc.

En cambio los sistemas térmicos solares a alta temperatura para la producción de energía eléctrica están todavía en fase de experimentación, no siendo utilizados con demasiada frecuencia.

10.3.2 Energía solar fotovoltaica

Los sistemas solares fotovoltaicos consisten en un conjunto de elementos denominados células solares o fotovoltaicas, dispuestas en paneles. Estas células, formadas por materiales adecuados, transforman directamente la luz solar en energía eléctrica sin necesidad de ninguna transformación previa.

La luz solar, como radiación que es, transporta energía en forma de flujo de fotones. Estos fotones cuando inciden en determinados materiales semiconductores, y bajo ciertas circunstancias provocan una corriente eléctrica; a este efecto se le denomina *efecto fotovoltaico*.

Las células fotovoltaicas son, por tanto, pequeños elementos fabricados con material semiconductor (silicio o germanio), dopado, es decir con impurezas de tipo N o P, lo que permite aumentar su capacidad conductora, convirtiendo la radiación luminosa en energía eléctrica por medio del efecto fotovoltaico.

Normalmente las células fotovoltaicas están formadas por dos láminas muy delgadas de materiales semiconductores que se superponen; la primera de ellas es de silicio, con impurezas de un material pentavalente (fósforo), por lo que se denomina *dopado de tipo negativo* o simplemente de *tipo N*. La segunda capa, también de silicio, está dopada con materiales trivalentes (boro), con lo que queda cargada *positivamente*, *dopado de tipo positivo* o simplemente dopado de *tipo P*.

Cuando el sol ilumina la célula, la radiación luminosa provoca una corriente eléctrica en el interior de la misma, generándose una tensión entre los dos electrodos situados en cada una de las capas de la célula; todo ocurre como se expone a continuación.

Disponiendo de un cristal semiconductor de silicio formado por una región de tipo P (huecos) y otra región de tipo N (electrones), se consigue una diferencia de potencial que hace que los electrones tengan menos energía en la zona N que en la zona P. Por esta razón los electrones son enviados a la zona N y los huecos a la zona P. Cuando inciden fotones sobre este tipo de semiconductor (unión P-N), es cuando se rompen algunos enlaces covalentes, generándose de esta forma pares electrón-hueco.

Las células solares, para poder suministrar energía al exterior, van provistas de unos dedos o mallas de metalización frontal, que consisten en partes metálicas por las que circula al exterior la corriente eléctrica generada.

Si esta generación se produce a una distancia de la unión menor de lo que se denomina *longitud de difusión*, estos pares serán separados por el fuerte campo eléctrico que existe en la unión, moviéndose el electrón hacia la zona N y el hueco hacia la zona P. De esta forma se da una corriente de la zona N a la zona P. Si estos electrones consiguen ser recolectados por la malla de metalización, obtendremos energía eléctrica. Si, por el contrario, la longitud de difusión es muy corta, el par electrón-hueco se recombinará dando origen a calor y no ha energía eléctrica.

Aunque existen diferentes tipos de captadores fotovoltaicos, algunas de las características básicas pueden ser asociadas a la mayor parte de los mismos, entre ellas podemos destacar:

- Recoge la energía directamente del sol (aprovechan la radiación directa, pero no la difusa).
- La energía generada es en forma de corriente continua.
- En cada célula fotovoltaica se obtienen unos 0,58 V cuando la iluminación es de 1 kW/m².
- Las células se unen en grupos de 36 unidades formando un panel solar.
- Una de sus utilidades es la de abastecer eléctricamente una instalación aislada.
- Es una energía limpia ecológicamente hablando.
- Las principales instalaciones de España se encuentran en el sur (Almería), coincidiendo con un clima más soleado.

10.3.2.1 Factores que provocan pérdidas en la generación fotovoltaica

No todos los fotones incidentes sobre las células generan electricidad, hay factores que provocan pérdidas en esta generación, como son:

- Energía de fotones incidentes: hay veces que los fotones incidentes no disponen de la energía necesaria para romper un enlace covalente y crear un par electrón-hueco. Mientras que otras, el fotón tiene demasiada energía, la cual se disipa en forma de calor.
- Recombinación: es el hecho de que los electrones liberados ocupen un hueco próximo a ellos.
- Reflexión: parte de la radiación incidente en la célula es reflejada.
- Malla de metalización: estos contactos eléctricos en el exterior de la célula, disminuyen la superficie de captación.
- Resistencia serie: es el efecto Joule producido por el paso de electrones a través del silicio, la malla de metalización y resistencia de los contactos de las conexiones eléctricas al circuito exterior.
- Resistencia paralelo: tiene origen en las imperfecciones de la unión P-N, creando fugas de corriente.

10.3.2.2 Células fotovoltaicas

Las células fotovoltaicas conexas entre sí son montadas en un módulo o panel formando un panel solar; asimismo, un amplio conjunto de estos paneles solares fotovoltaicos, adecuadamente dispuestos, formarán la central solar. Las características eléctricas de estas instalaciones vienen determinadas por el número y forma de conexión de las células.

- **Tipos de conexión**

- Conexión en serie: conexas de forma que el lado P, este conectado con el lado N de otra célula, y así sucesivamente, quedando cada extremo con un lado N y otro P. Las tensiones generadas de cada célula se suman, la corriente es igual para todas las células.

- Conexión en paralelo: uniendo todos los lados de tipo P, por un lado, y los de tipo N por otro. La tensión es la correspondiente a una célula, pero la intensidad aumenta, ya que es la suma de todas las intensidades generadas por cada célula.
- Conexión mixta: es la conexión combinada en serie y paralelo de las células. Las propiedades de la tensión y de la intensidad, en este caso, dependerán del conexionado final. Normalmente la tensión generada será la suma de las tensiones de las células en serie, siendo la corriente la suma de todas las células colocadas en paralelo.

$$I_{\text{TOTAL}} = I \times \text{número de células en paralelo}$$

$$V_{\text{TOTAL}} = V \times \text{número de células en serie}$$

- **Tipos de paneles**

Por último, cabe indicar que existen varios tipos de paneles fotovoltaicos, que se diferencian bien por su tecnología de fabricación de las células, bien por su aplicación; entre ellos podemos destacar los siguientes:

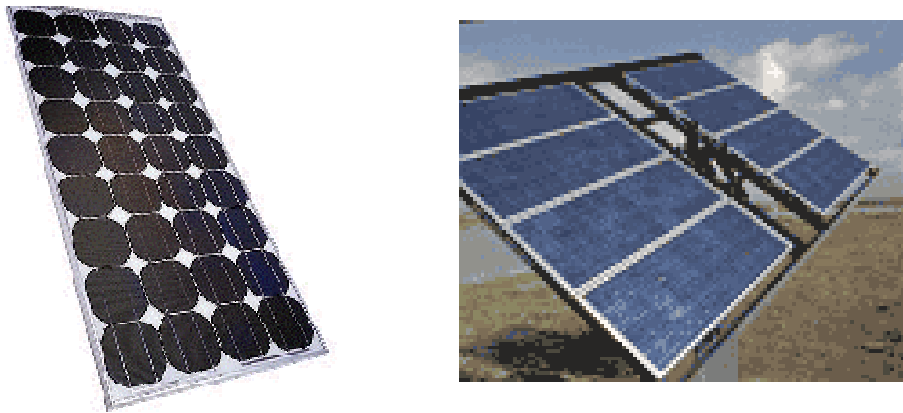


Fig. 10.8 Paneles solares fotovoltaicos

- Paneles de silicio monocristalino
- Paneles de silicio policristalino
- Paneles de silicio amorfo
- Paneles policristalinos de lámina delgada
- Paneles para el espacio
- Paneles de sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre
- Paneles de telurio de cadmio
- Paneles de seleniuro de cobre e indio
- Paneles de arseniuro de galio o de concentración
- Paneles bifaciales

10.3.3 Ventajas e inconvenientes de los sistemas solares para la generación eléctrica

Uno de los principales problemas a los que se enfrentan actualmente los sistemas solares fotovoltaicos es la imposibilidad, por el momento, de alcanzar con estas instalaciones potencias elevadas, quedando su uso restringido a pequeñas instalaciones.

Otro problema importante es el elevado coste del kW generado, esto es debido principalmente al alto precio de las instalaciones necesarias para estas centrales y quizás al empleo de tecnologías aún no suficientemente estudiadas.

Una de las aplicaciones que se han reseñado de las instalaciones solares térmicas es la de proporcionar calor o alimentar sistemas de calefacción. Aquí se topa con un problema conceptual: en los climas más fríos, y por tanto con más necesidad de calor, normalmente el sol brilla por su ausencia, no resultando, pues, estas instalaciones, demasiado rentables. Esto ha limitado su expansión en países con climas Atlánticos o nórdicos, donde el ambiente brumoso no facilita la labor de las células solares.

No obstante, en los últimos años se ha experimentado un gran desarrollo de las mismas, debido principalmente a la no necesaria conexión con la red eléctrica, lo que permite el abastecimiento de energía eléctrica en zonas alejadas o aisladas. Otra ventaja es su consumo nulo, sólo es necesario disponer de sol y unos paneles para alimentar una pequeña instalación eléctrica que funcionará prácticamente sin coste. Finalmente, esta energía no contamina, no produce ruidos, el impacto visual es menor que la eólica y no produce residuos nocivos (exceptuando los cristales rotos de algún heliostato, o algún residuo de aceite de los sistemas de captación de calor).

España, con 7000 kW instalados en centrales fotovoltaicas, que generan cerca de 12 M kWh anuales, está apostando enormemente por este tipo de energías renovables. La mayor parte de las instalaciones existentes en nuestro país se hallan situadas en la mitad sur, aprovechando la benignidad del clima y su mayor insolación.

10.4 Energía de la biomasa

La más amplia definición de biomasa sería considerar como tal toda la materia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los procedentes de su transformación natural o artificial.

De esta amplia gama de recursos se aprovechan principalmente los siguientes tipos de materiales:

- Madera, vegetales (se crean específicamente para su posterior aprovechamiento)
- Residuos forestales (como desechos de las talas de árboles)
- Residuos industriales (de diversos tipos)
- RSU (residuos sólidos urbanos)

Todos estos recursos pueden ser utilizados como materias primas energéticas (combustibles), en los diversos tipos de instalaciones térmicas existentes. Normalmente su utilización requerirá de un tratamiento previo para su mejor aprovechamiento.

El aprovechamiento reciente de los residuos sólidos urbanos (las basuras domésticas) ha significado la incorporación de estos materiales, cuyo volumen aumenta día a día en las grandes ciudades, a la producción energética. En España se generan alrededor de 15 millones de toneladas anuales de RSU, es decir, cerca de 400 toneladas por habitante y año, un volumen tan grande de materiales energéticamente utilizables no podía pasar por alto, y actualmente son ya varias las instalaciones dedicadas a su explotación.

Para la eliminación actual de estos residuos se utiliza la incineración. Dado que la cantidad y contenido energético de los residuos sólidos urbanos es cada vez mayor, se han destinado instalaciones que combinan la eliminación de estos residuos con su utilización como combustible para dar lugar a

procesos térmicos; estas plantas poseen incluso una sección donde parte del material es clasificado, reciclado y devuelto a los usos domésticos o industriales.

La energía de la biomasa, por tanto, se puede clasificar de la siguiente forma:

Biomasa natural: es la que se produce en la naturaleza sin la intervención humana.



Biomasa residual: es la que genera cualquier actividad humana principalmente en los procesos agrícolas, ganaderos y los del propio hombre, tal como basuras y aguas residuales.



Biomasa producida: es la cultivada con el propósito de obtener biomasa transformable en combustible en vez de producir alimentos, como la caña de azúcar en Brasil, orientada a la producción de etanol para carburante.



Fig. 10.9 Diversos tipos de materiales utilizados como biomasa

Desde el punto de vista energético, la biomasa se puede aprovechar de dos formas diferentes; quemándola para producir calor o transformándola en combustible para su mejor transporte y almacenamiento.

La naturaleza de la biomasa es muy variada, ya que depende de la propia fuente, pudiendo ser animal o vegetal, pero generalmente se compone de hidratos de carbono, lípidos y proteínas, siendo la biomasa vegetal la que se compone mayoritariamente de hidratos de carbono y la animal de lípidos y proteínas.

La utilización con fines energéticos de la biomasa requiere de una previa adecuación para ser utilizada, posteriormente, en los sistemas convencionales de transformación. Esta adecuación será diferente dependiendo del tipo de biomasa empleado, mientras que en unos casos bastará con una mínima limpieza y trituración del material, en la mayoría de ocasiones el proceso será más laborioso.

10.4.1 Adecuación de la biomasa para fines energéticos

Podemos clasificar estos procesos en función del método empleado en su tratamiento, pudiéndose dividir en:

- Físicos: son procesos que actúan físicamente sobre la biomasa y están asociados a las fases primarias de la transformación. Estos procesos están incluidos en la fase de acondicionamiento y son: el triturado, el astillado, el compactado e incluso el secado.
- Químicos: son los procesos relacionados con la digestión química, generalmente mediante hidrólisis, pirólisis y gasificación.
- Biológicos: son los llevados a cabo por la acción directa de microorganismos o de sus enzimas, generalmente llamados fermentación. Son procesos relacionados con la producción de ácidos orgánicos, alcoholes, cetonas y polímeros.
- Termoquímicos: están basados en la transformación química de la biomasa, al someterla a altas temperaturas (300°C - 1500°C). Cuando se calienta la biomasa se produce un proceso de secado y evaporación de sus componentes volátiles, seguido de reacciones de craqueo o descomposición de sus moléculas, seguidas por reacciones en la que los productos resultantes de la primera fase reaccionan entre sí y con los componentes de la atmósfera en la que tenga lugar la reacción, de esta forma se consiguen los productos finales.

10.4.2 Procesos principales de la conversión termoquímica de la biomasa

Según el control de las condiciones del proceso, se consiguen productos finales diferentes, lo que da lugar a los tres procesos principales de la conversión termoquímica de la biomasa:

- Combustión: Se produce en una atmósfera oxidante, de aire u oxígeno, obteniendo cuando es completa, dióxido de carbono, agua y sales minerales (cenizas). Se obtiene calor en forma de gases calientes.
- Gasificación: es una combustión incompleta de la biomasa a una temperatura de entre 600°C a 1500°C, en una atmósfera pobre de oxígeno, en la que la cantidad disponible de este compuesto está por debajo del punto estequiométrico, es decir, el mínimo necesario para que se produzca la reacción de combustión. En este caso se obtiene principalmente un gas combustible formado por monóxido y dióxido de carbono, hidrógeno y metano.
- Pirólisis: se basa este proceso en la descomposición térmica de la biomasa en ausencia total de oxígeno. En procesos lentos y temperaturas de 300°C a 500°C, el producto obtenido es carbón vegetal, mientras que en procesos rápidos (segundos) y temperaturas entre 800°C a 1200°C, se obtienen mezclas de compuestos orgánicos de aspectos aceitosos y de bajo pH, denominados *aceites de pirólisis*.

También del reciclaje de los residuos sólidos urbanos, así como del tratamiento del resto de la biomasa, se pueden obtener combustibles como:

- Sólidos: leña, astillas, carbón vegetal, etc.
- Líquidos: biocarburantes, aceites, aldehidos, alcoholes, cetonas, ácidos orgánicos, etc.
- Gaseosos: biogas, hidrógeno, metano, etc.

10.4.3 Potencial energético de la biomasa

En la siguiente tabla se dan, de forma orientativa, los valores correspondientes al potencial energético de algunos de los componentes más utilizados como biomasa para su transformación en otras fuentes de energía.

Tabla 10.2 Potenciales energéticos de los materiales más empleados como biomasa

<i>Potencial energético de la biomasa</i>		
Materias primas	Gas Total m ³ / Kg materia seca	Metano m ³ / Kg materia seca
Lodos urbanos	0,43	0,34
Basuras urbanas	0,61	0,38
Desechos fábricas de papel	0,23	0,14
Lodo residual papeleras	0,25	0,15
Residuos cerveceros	0,43	0,33
Estiércol con paja	0,29	0,22
Estiércol caballo	0,4	0,3
Estiércol vacuno	0,24	0,19
Estiércol cerdo	0,26	0,21
Paja de trigo	0,35	0,27

10.4.4 Ventajas e inconvenientes de la utilización energética de la biomasa

La biomasa se ha convertido en la fuente de energía renovable más utilizada en Europa, casi el 55% de la energía primaria con fuentes de energía renovable proceden de la biomasa. España es el cuarto país comunitario en aprovechamiento de la biomasa, con 3.8 Tep (toneladas equivalentes de petróleo por año), que representan el 63% de la producción de energía primaria con fuentes renovables.

Es importante recordar, no obstante, que la biomasa es principalmente aprovechada para generar calor destinado a usos industriales y domésticos. Solo una parte de la misma, aunque cada vez con mayor importancia, es utilizada para la generación de energía eléctrica. Normalmente este tipo de aprovechamiento tiene lugar mediante sistemas de cogeneración, es decir, sistemas que permiten la producción y aprovechamiento simultáneo de calor y electricidad. En estos momentos, se calcula que existen en España más de 150MW en instalaciones de generación de electricidad a partir de la biomasa, con dos instalaciones importantes, como son la de Madrid, con 30 MW, y la de Palma de Mallorca, con 25 MW.

A la hora de evaluar los efectos negativos de la utilización de esta forma de energía, cabe recordar los principios que definían a las energías renovables:

- El combustible será ilimitado: si bien es cierto que los RSU son cada día más abundantes y que la producción de materiales vegetales aptos para su posterior utilización como combustible también se ha incrementado, nunca se podrá asimilar a los combustibles realmente ilimitados como el viento, el sol, o la energía del mar, por ejemplo.

- Los combustibles serán gratuitos: los RSU pueden considerarse prácticamente gratuitos, pero la generación de materia vegetal o arbórea tiene un precio, normalmente bajo, pero siempre deben considerarse estos costes.
- No ofrecen peligro: no son demasiado peligrosas estas centrales, pero como toda gran instalación de combustión, donde existen fluidos a elevadas temperaturas, siempre se ha de considerar la posibilidad de riesgos derivados de la manipulación y generación de los mismos.
- La generación de energía no tendrá problemas de contaminación. Éste es el aspecto más problemático de la generación de energía mediante el empleo de la biomasa:

Un primer inconveniente es la producción de humos (no debe olvidarse que no dejan de ser unas centrales térmicas convencionales), estos humos son causa de contaminación y producción de malos olores, molestos debido a la cercanía en que normalmente se encuentran estas centrales de las grandes ciudades.

Si consideramos la producción de materia vegetal para ser utilizada posteriormente como combustible energético, también nos encontraremos con problemas, estos derivan de:

Existen un tipo de algas denominadas *laminarias* que en condiciones adecuadas, como son los mares cálidos que bordean la costa de California, experimentan crecimientos extraordinarios (de hasta 100 m al año). Una vez han alcanzado su madurez se cortan, se secan y posteriormente se queman, obteniéndose metano y otros gases aptos para la producción de energía o para fines agrícolas. Es por ello que en estas zonas se han habilitado, a unos 10 metros de profundidad, unas mallas que permitan obtener cultivos de este tipo de algas. El problema reside en que estas plantas consumen gran cantidad de nutrientes, afectando al resto de plantas marinas autóctonas de la zona, este es un grave problema que deberán afrontar las autoridades correspondientes ya que al variar el plantón, también variara la piscifaua de la zona, creándose un grave desequilibrio ecológico.

Problema parecido se da en Europa y zona norte de España con las plantaciones de eucaliptos. Estos árboles, también de crecimiento rápido y por tanto útiles para la generación de materia vegetal, desplazan a las especies autóctonas como castaños, robles y hallas, de crecimiento mucho más lento. La desaparición de estas especies arbóreas arrastra a la desaparición de los animales a ellas asociadas, creando también graves desequilibrios ecológicos.

10.5 Energía geotérmica

El planeta Tierra guarda una enorme cantidad de energía en su interior. Un volcán o un géiser son una buena muestra de ello. Esta energía desde antiguo se ha utilizado como forma de caldeo o como aguas termales, por su poder curativo. Pero hasta los inicios del siglo XX no comenzó el aprovechamiento industrial de la misma, utilizándose, a partir de ese momento, para otras finalidades como es la generación de energía eléctrica.

Existen varias teorías que tratan de explicar las elevadas temperaturas del interior de la Tierra. Unas sostienen que se debe a las enormes presiones existentes bajo la corteza terrestre; otras suponen que debe su origen a determinados procesos radiactivos internos; por último, hay una teoría que lo atribuye a la materia incandescente que formó el planeta.

Diversos estudios científicos realizados en distintos puntos de la superficie terrestre han demostrado que, por término medio, la temperatura interior de la Tierra aumenta 3°C cada 100 m de profundidad. Este aumento de temperatura por unidad de profundidad es denominado *gradiente geotérmico*.

Se supone que este aumento no es lineal ni constante (depende de múltiples factores como la estatigrafía, tipo de roca, espesor de la corteza terrestre, etc), ya que si así fuese, en el centro de la tierra se superarían los 20.000°C, cuando en realidad se ha calculado que la temperatura en aquella zona ronda los 6.000°C.

Tampoco parece demasiado acertada la hipótesis del calor residual que quedaría de la formación del planeta, ya que con los datos que se disponen, haría muchos años que se habría llegado a un enfriamiento total del centro del planeta.

Parece, pues, que la hipótesis que actualmente se acepta con mayor rigor es la de los fenómenos radiactivos, presentes en mayor o menor medida en cualquier tipo de material o roca que forman la tierra. Las constantes disgregaciones radioactivas a las que se ven sometidos los materiales que forman el planeta son una fuente de generación de calor, que explican la permanencia de las altas temperaturas a medida que nos dirigimos hacia el centro de la tierra. Estas reacciones radioactivas habrían impedido el enfriamiento del subsuelo y serían la causa de otros muchos procesos físicos y químicos que se dan bajo la corteza terrestre.

10.5.1 Campos geotérmicos explotables

Para ser económicamente rentable la explotación de un campo geotérmico, deberá reunir unas condiciones mínimas. Estas condiciones pasan por disponer de una bolsa de magma a alta temperatura cercana a la superficie terrestre. Imaginémonos que deseamos explotar una zona en la que no existe ninguna anomalía térmica (bolsa de magma cercana a la superficie, por ejemplo), con el gradiente normal de aumento de temperatura con la profundidad (1°C cada 33m); deberíamos descender a más de 30000 m para obtener gradientes térmicos del orden de unos 900°C (gradientes ya interesantes para proceder a su explotación); esto resultaría técnicamente difícil y muy costoso.

Es difícil el aprovechamiento de la energía térmica a causa del bajo flujo de calor existente, debido a la baja conductividad de los materiales que constituyen las capas más superficiales de la corteza terrestre; pero existen puntos en el planeta en los cuales se producen anomalías geotérmicas, dando lugar a gradientes de temperatura de entre 100°C y 200°C por kilómetro, siendo éstos los puntos más aptos para el aprovechamiento energético.

Es necesario, por tanto, que a la hora de ubicar un campo geotérmico, exista alguna anomalía térmica que nos proporcione gradientes de 600°C o 1000°C, a menos de 10000 m. Sólo entonces podrá considerarse rentable la inversión efectuada en la zona, ya que con unos costes de explotación y mantenimiento razonables, obtendremos unos ciclos térmicos aceptables.

Existen diferentes formas de aprovechar estos gradientes térmicos, como se explicará más adelante, aunque son innegables las ventajas que ofrecen los campos geotérmicos con la siguiente disposición: bolsa magmática superficial (cerca de la corteza terrestre), por encima de esta bolsa se halla una capa de roca impermeable, que el magma calentará. Por encima de esta roca, deberá de existir un acuífero que gracias a la roca impermeable se mantendrá constante y sin filtraciones. Este acuífero será el que proporcionará al fluido operante calor, que mediante un pozo y bombas adecuadas será extraído al exterior, y una vez realizado su ciclo térmico, será devuelto al acuífero por otro pozo.

Aunque resulta difícil predecir las ubicaciones de los campos geotérmicos favorables, las zonas con rocas antiguas y sedimentarias son propensas a la existencia de estos campos geotérmicos. También en las zonas en las que la corteza terrestre es más delgada y reducida aumentan las posibilidades de su existencia; finalmente, manifestaciones superficiales como los geisers, volcanes, etc. nos indican la

existencia de fuerzas internas terrestres. Pero es importante recordar que no nos podemos fiar de estas características geológicas, ni tan solo de las manifestaciones geotérmicas superficiales, dándose el caso de que muchos de los grandes campos geotérmicos en explotación carecían de las mismas, y por el contrario, zonas *a priori* muy adecuadas, por las manifestaciones superficiales que presentaban, han resultado no ser económicamente rentables para su explotación.

A continuación se expresa gráficamente algunos de las formas de explotación más utilizadas:



La forma más generalizada de explotación, a excepción de las fuentes y baños termales, consiste en perforar dos pozos, uno de extracción y otro de inyección. En el caso de que la zona esté atravesada por un acuífero se extrae el agua caliente o el vapor, éste se utiliza en redes de calefacción y vuelve a ser inyectado por el segundo pozo practicado. Otra forma de utilización consiste en utilizar turbinas para la generación de electricidad. Por último, en el caso de no disponer de un acuífero, se suele proceder a la fragmentación de las rocas calientes y a la inyección de algún fluido con el que se creará un circuito cerrado de extracción de calor.

Fig. 10.10 Formas de explotación de la energía geotérmica

10.5.2 Tipos de instalaciones geotérmicas

Existen varios tipos de sistemas de explotación de campos geotérmicos dependiendo, de sus características físicas y químicas. A continuación se describen tres de éstos, quizás los más significativos:

- Con fluido operante: son aquellas en las que se dispone de un acuífero natural, por encima de la roca caliente e impermeable, para realizar el ciclo térmico y generar energía eléctrica, o calefacción. En este tipo de instalaciones se practican dos pozos; uno sirve, mediante bombas, para extraer el agua y gases a altas temperaturas hacia el exterior; mientras que el segundo pozo será el camino de retorno, hacia el interior del acuífero, cuando el agua haya realizado su ciclo completo, repitiéndose constantemente el proceso.
- Sin fluido operante: son aquellas en las que no se dispone de acuífero, solo de unas rocas a elevadas temperaturas en contacto con el magma. En estos casos, técnicamente de más difícil explotación, es necesario practicar también dos pozos, uno de extracción y uno de retorno, pero con la salvedad de que no se dispone de fluido operante, siendo necesario recurrir a un fluido externo para poder efectuar el circuito de explotación. Es decir, el proceso se invierte: se inyectará agua a presión por el primer pozo, esta agua se calienta por el contacto con la roca caliente, recuperándose por el segundo pozo, en la superficie se extraerá su calor y volverá a repetirse el ciclo.

- Ciclos mixtos: en algunas ocasiones los acuíferos están acompañados de bolsas de gas cercanas a los mismos, así como de depósitos de agua a presiones normales. En estos casos el sistema de explotación deberá permitir el aprovechamiento de las tres formas de energía (vapor de agua, agua líquida a gran temperatura y presión, y el gas). El vapor de agua (con una temperatura no demasiado elevada) suele utilizarse para generar calor industrial o alimentar sistemas de calefacción, mientras que el agua líquida a gran presión y temperatura, así como el gas, se utilizarán para la generación de energía eléctrica.

También, y dependiendo de la temperatura y presión en la que se encuentre el fluido operante (o fluido externo introducido para tal fin), se podrá realizar una clasificación de estas instalaciones:

- De baja temperatura: menos de 100°C (baja entalpía). Estos sistemas con poco calor latente son aprovechados principalmente para alimentar sistemas de calefacción o de agua caliente sanitaria.
- De media temperatura: de 100°C a 300°C (media entalpía). Las aplicaciones más frecuentes se hallan en el suministro de vapor industrial, zonas de secado, calentamiento de piscinas, generación de calor para grandes sistemas de calefacción, etc.
- De alta temperatura: más de 300°C (alta entalpía). Cuando la temperatura excede de los 300°C es cuando verdaderamente empiezan a ser rentables estas instalaciones para la generación de energía eléctrica. Su aprovechamiento es completo, ya que una vez el vapor a alta presión y temperatura ha accionado las turbinas y alternadores, el calor residual puede aplicarse a sistemas de calefacción o agua caliente sanitaria.

Finalmente, también es aceptada la siguiente clasificación, basada en los sistemas de instalaciones asociadas, que dependen de las características del yacimiento geotérmico:



Fig. 10.11 Central Geotérmica en Nueva Zelanda

- Hidrotérmicos: disponen en su interior, de forma natural, del fluido caloportador, generalmente agua en estado líquido o en vapor, dependiendo de la presión y temperatura. Suelen encontrarse en profundidades comprendidas entre 1km y 10 km.

- Deopresurizados: son similares a los hidrotérmicos pero a una mayor profundidad, encontrándose el fluido caloportador a una mayor presión, unos 1000 bares y entre 100°C y 200°C, con un alto grado de salinidad, generalmente acompañados de bolsas de gas y minerales disueltos. Suelen hallarse a mayor profundidad que los anteriores.
- De roca caliente: son formaciones rocosas impermeables y una temperatura entre 100°C y 300°C, próximas a bolsas magmáticas; son los de más difícil explotación, al no disponer de líquido caloportador en su interior. Su profundidad es muy variable.

10.5.3 Ventajas e inconvenientes de la utilización de la energía geotérmica

La energía geotérmica presenta muchas ventajas a la hora de su utilización; países como Islandia, prácticamente deben su existencia a estas manifestaciones geológicas. El clima de Islandia, debido a su latitud, es muy frío; no conocen el verano térmicamente hablando; este clima imposibilita la existencia de vegetación arbórea, y por tanto la existencia de leña para calentarse y como generadora de vapor en procesos industriales. Aunque existen algunas minas de carbón mineral, es la energía del interior de la tierra, muy abundante en la zona, la que proporciona calefacción, agua caliente sanitaria, vapor industrial y energía eléctrica a amplias zonas de la isla. Quizás unos de los pocos inconvenientes lo constituye el olor y sabor a azufre que presenta el agua, pero en contra de las ventajas que ofrece, estos problemas son insignificantes.

Otros muchos países como Italia, Nueva Zelanda, EEUU, etc. también aprovechan desde antiguo las riquezas geotérmicas de su subsuelo. En estos países se hallan algunas de las instalaciones más grandes del mundo dedicadas a la energía geotérmica.

En España, en su zona central de la meseta, formada por rocas sedimentarias con poco espesor, existen yacimientos geotérmicos de baja temperatura. Estos yacimientos prácticamente no han sido explotados, y sería interesante su aprovechamiento, aunque por las características mencionadas, éste pasaría por sistemas de calefacción y agua caliente sanitaria. La poca profundidad en los que se encuentran hace posible su recuperación energética. En Cataluña, Aragón y otras comunidades autónomas también existen pequeños campos geotérmicos, pero de escaso valor. Quizás la única zona con un potencial realmente elevado del territorio nacional, son las islas Canarias, aquí sí existen campos o yacimientos geotérmicos a media y alta temperatura, aptos para la generación de energía eléctrica.

Uno de los problemas más importantes con los que se enfrentan este tipo de yacimientos pasa por lo complejo y costoso de sus instalaciones; cabe recordar a las profundidades de las que se extrae el fluido operante, esto ocasiona un trabajo muy completo de prospección y extracción minera. Aparte, este tipo de instalaciones tiene un mantenimiento muy caro (filtros, desgaste de tuberías, palas, turbinas, etc), baste recordar que al mismo tiempo que se extrae agua del interior del yacimiento, también se extraen partículas (uso de filtros), gases y componentes corrosivos (desgaste de la maquinaria e instalaciones), que hacen necesario un constante mantenimiento no solo en la reparación, sino en la sustitución de las piezas en contacto con estos fluidos.

10.6 Energía del mar, Maremotriz, de las corrientes marinas y de las olas

Los mares y los océanos son inmensos colectores solares de los cuales se puede extraer energía de orígenes diversos. Sin duda alguna, el mar es la fuente energética más importante de las existentes, es además una fuente muy variada, con multitud de recursos que pueden cubrir en el futuro la mayor parte de las necesidades energéticas y alimentarias mundiales.

Algunos ejemplos de esta ingente cantidad de energía la proporciona la radiación solar incidente sobre los océanos, que bajo determinadas condiciones atmosféricas da lugar a los gradientes térmicos oceánicos (diferencia de temperaturas entre sus aguas superficiales y las aguas situadas a mayor profundidad). Esto ocurre a bajas latitudes, donde la temperatura de las aguas superficiales se mantiene constante y elevada a lo largo del año, en contraste con las aguas a profundidades mayores de 1000 metros, donde el agua permanece a bajas temperaturas en el transcurso del mismo. Otro ejemplo del aprovechamiento marino es la interacción de los vientos y las aguas, que son los responsables del oleaje y de las corrientes marinas. Finalmente, la influencia gravitacional de los cuerpos celestes sobre las masas oceánicas provoca las mareas.

Veamos a continuación las formas más comunes de obtención de energía marina, dando a conocer sus características más importantes, las técnicas empleadas y las ventajas e inconvenientes que representa su explotación.

10.6.1 Energía de las mareas (maremotriz)

Las mareas son consecuencia de los efectos de atracción gravitatoria que ejerce la luna sobre nuestro planeta dos veces al día. Aparte de este efecto principal, los vientos y las disposiciones topográficas de las costas terminan de configurar la importancia de las mareas, permitiendo que éstas sean muy variables en función de la zona geográfica que se trate.

Normalmente los grandes océanos, disponen de mareas mayores que las dadas en mares pequeños y cerrados. Un ejemplo lo representa el Mediterráneo, en el cual las mareas son prácticamente inexistentes. La zona del Cantábrico ya posee mareas significativas (de algunos metros en las bahías más favorables), y es precisamente en el océano que engloba al mar Cantábrico, el océano Atlántico, donde se dan las mayores del mundo, concretamente en el norte de Francia (estuario del Rance) y en la bahía cerrada de Fundy (costa este del Canadá) se alcanzan mareas de más de 12 m, que en algún caso han sobrepasado los 20 m.

Estas variaciones tan significativas tienen su explicación en dos factores: el más importante es la fuerza de atracción de la luna, que sobre las grandes superficies marítimas es mayor que en los mares cerrados; la segunda causa que explica estas diferencias es que los vientos y la topografía de la zona impulsen agua y creen bahías cerradas en las que la acumulación de la misma sea más fácil que en el mar abierto.

La energía estimada que disipan las mareas es del orden de 22000 TWh. De esta energía se considera recuperable una cantidad que ronda los 200 TWh.

Para la obtención de esta energía, se cierra una entrada de agua en la costa mediante un muro de hormigón y se hace funcionar la central como una central de bombeo reversible. Se crea una presa con turbinas, para posteriormente transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Esto es posible siempre y cuando las mareas dispongan de una altura considerable, como por ejemplo entre 10 m y 15 m (Rance, Francia; Fundy, Canadá).

La mayor central maremotriz se encuentra en el estuario del Rance (Francia, 1966). Los primeros molinos para las mareas aparecieron en Francia, en las costas Bretonas, a partir del siglo XII. El molino se instalaba en el centro de un dique que cerraba una ensenada. Se creaba así un embalse que se llenaba durante el flujo a través de unas compuertas, y que se vaciaba en el refluo, durante el cual la salida del agua accionaba una rueda de paletas. La energía sólo se obtenía una vez por marea. Si se ha tardado tanto tiempo en pasar de los sistemas rudimentarios a los que hoy en día conocemos es por

que la construcción de una central maremotriz plantea problemas importantes, requiriendo sistemas tecnológicos avanzados.



Fig. 10.12 Central maremotriz del estuario del Rance (Bretaña, Francia)

Se eligió el estuario del río Rance, debido a que está sujeto a fuertes mareas y topográficamente constituye una zona ideal para este tipo de instalaciones. El embalse creado por las obras que repasan la central maremotriz disponen de un volumen de 184000000 m^3 , entre los niveles de pleamar y bajamar. Se extiende por una veintena de kilómetros, que se alarga hasta la orilla del Rance, situada junto a la parte más profunda del río. A simple vista la central no es más que un alargado dique de hormigón armado, con una longitud de 750 m, por 27 m de altura, como puede apreciarse en la siguiente figura.

La innovación de este tipo de centrales está constituida por la instalación de grupos del tipo "bulbo", que permiten aprovechar la corriente en ambos sentidos, de flujo y de reflujo, de esta forma se utiliza al máximo las posibilidades que ofrecen las mareas.

Cada grupo está formado por una turbina, cuya rueda motriz tiene cuatro palas orientables y va acoplada directamente a un alternador, funcionando ambos dentro de un cárter metálico en forma de ojiva.

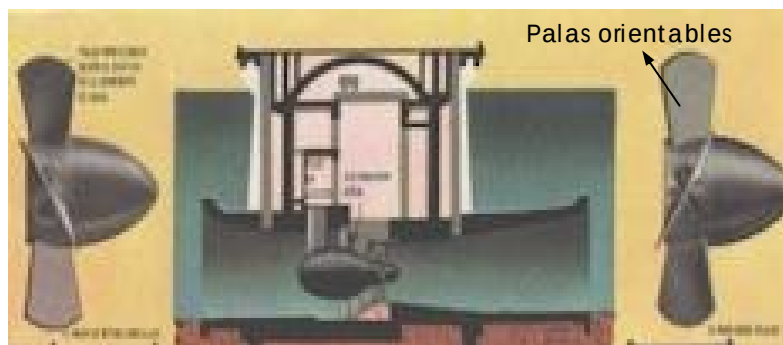


Fig. 10.13 Turbina de instalación de grupos del tipo "Bulbo"

La central maremotriz, con un conjunto de 24 grupos bulbo, puede entregar una potencia de hasta 240 MW.

10.6.1.1 Ventajas e inconvenientes de la energía maremotriz

El obstáculo principal para la explotación de esta fuente energética es el económico. Los costes de inversión tienden a ser altos con respecto al rendimiento obtenido, debido a las bajas y variadas cargas

hidráulicas disponibles. Estas bajas cargas exigen la utilización de grandes equipos para manejar las enormes cantidades de agua puestas en movimiento. Por ello, esta fuente de energía es sólo aprovechable en caso de mareas altas y en lugares en los que el cierre de las aguas no suponga construcciones demasiado costosas.

La limitación para la construcción de estas centrales no solamente se centra en el mayor coste de la energía producida, sino en el impacto ambiental que generan. El cierre de ensenadas como la del río Rance, en Francia, o la de la bahía de Fundy, en la costa este de Canadá, representan un grave perjuicio para la vegetación y piscifaua existentes en la región, ya que se penaliza el intercambio natural con el agua del mar que previamente existía. Este hecho origina un cambio, prácticamente total, de los ecosistemas en los cuales se instalen este tipo de centrales.

La solución a estos problemas podría pasar por la creación de amplios canales que desembocaran directamente en el mar, así tanto los animales como los peces o el intercambio de especies vegetales podrían seguir su ritmo normal. Claro está que esta solución comporta más gastos y representa desperdiciar una parte del agua generada por las mareas; en todo caso es una posibilidad a tener presente en el futuro de estas centrales.

10.6.2 Energía de las olas

Las olas del mar son un derivado terciario de la energía solar. El calentamiento de la superficie terrestre genera viento y el viento genera las olas. Únicamente el 0.01% del flujo de la energía solar se transforma en energía de las olas. Una de las propiedades características de las olas es su capacidad de desplazarse a grandes distancias sin apenas pérdida de energía. Por ello, la energía generada en cualquier parte del océano acaba en el borde continental. De este modo la energía de las olas se concentra en las costas, que totalizan 336000 km de longitud. La densidad media de energía es del orden de 8 kW/m de costa. En comparación, las densidades de la energía solar son del orden de 300 W/m². Por tanto, la densidad de energía de las olas es, en un orden de magnitud, mayor que la que los procesos que la generan. Las distribuciones geográficas y temporales de los recursos energéticos de las olas están controladas por los sistemas de viento que las generan (tormentas, alisios, etc.).

Desde antiguo esta energía contenida en el seno de las olas ha despertado la atención de los hombres, que de diversas formas han intentado utilizarla.

La tecnología de conversión de movimiento oscilatorio de las olas en energía eléctrica se fundamenta en que la ola incidente crea un movimiento relativo entre un absorbedor y un punto de reacción que impulsa un fluido a través de la turbina.



Fig. 10.14 Ola rompiendo en las cercanías de la costa

Actualmente la tecnología más empleada pasa por utilizar la energía de las olas cuando rompen en la línea de costa. Para ello se disponen unas filas de turbinas reversibles (así se aprovecha tanto la ida como la venida de las olas) de forma escalonada, de forma que cuando una ola llega a la última turbina, otra ola esté entrando por la primera turbina de la fila (la más avanzada). Así se consigue que la fuerza transmitida por el conjunto de turbinas sea más constante y uniforme.

Aunque normalmente las turbinas son verticales para aprovechar el movimiento horizontal de las olas, existen otros tipos de turbinas que aprovechan el movimiento vertical que también genera las olas, como las situadas en la zona de California.

10.6.2.1 Ventajas e inconvenientes de la utilización de la energía de las olas

Para efectuar una instalación para el aprovechamiento de la energía de las olas, es necesario disponer de costas con vientos fuertes, de componente constante y de una topografía acorde para la instalación del sistema de turbinas a emplear.

Las densidades de energía disponible varían de forma muy considerable dependiendo de múltiples factores, según las regiones de la tierra, aunque se mueven entre los 50-60 kW/m, en las zonas más favorables del mundo (Nueva Zelanda y zonas de California), hasta valores despreciables en zonas del mediterráneo y otros mares interiores. El promedio mundial es del orden de los 8 kW/m.

En mar abierto, la energía de las olas es aún mayor, pero la construcción de este tipo de instalaciones sería muy dificultosa, sobre todo porque sería necesario dotarlas de una gran resistencia para poder soportar las difíciles condiciones en las que debería trabajar, así como a los continuos trabajos de mantenimiento, a los que se verían sometidas por las mismas razones.

La potencia instalada en operación en el mundo apenas llega a algunos MW. La mayor parte de las instalaciones lo son de tierra. Los costes fuera de la costa son considerablemente mayores. En el momento actual, la potencia instalada de los diseños más modernos varía entre 1MW y 2 MW. Pero todos los diseños deben considerarse experimentales.

10.6.3 Energía térmica oceánica

Mientras que el agua superficial de los océanos intenta seguir la temperatura ambiente (siempre con una inercia térmica, ya que los continentes se calientan o enfrían más rápidamente que las masas de agua), en el fondo marino, entre los 500 m y los 1000 m de profundidad, la temperatura del agua permanece estable a lo largo del año, y de un valor cercano a los 4°C.

En las zonas ecuatoriales y tropicales, las aguas superficiales se mantienen con temperaturas altas y estables en la mayor parte del año (unos 25°C), mientras que en sus profundidades la temperatura se mantiene alrededor de unos 5°C, también estables. Se crea, pues, una diferencia de temperaturas entre estas dos masas de agua que, aunque no es demasiado importante, permite el establecimiento de un ciclo térmico, para posteriormente y mediante continuas condensaciones y evaporaciones de un fluido calorportador, con bajo punto de evaporación y condensación, accionar unas turbinas acopladas a un generador, para producción de energía eléctrica.

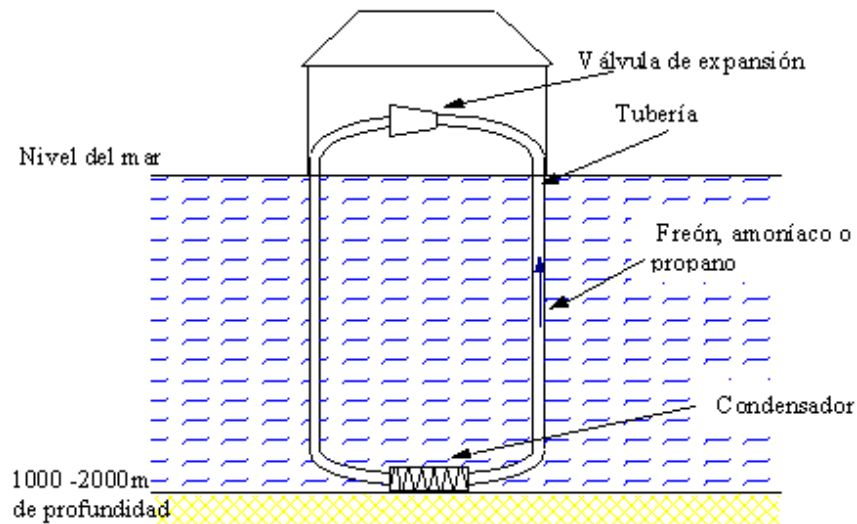


Fig. 10.15 Sistema de gradiente térmico con circuito cerrado

La conversión de energía térmica oceánica es, pues, un método que permite convertir en energía útil la diferencia de temperatura entre las aguas superficiales y las aguas que se encuentran a profundidades comprendidas entre los 200 m y los 1000 m. En las zonas tropicales, esta diferencia varía entre 20°C y 24°C. Para el aprovechamiento energético es suficiente una diferencia de 20°C, siempre teniendo presente que este salto entálpico, no muy grande, se ve compensado por el gran volumen de agua que lo acciona.

Existen dos sistemas para el aprovechamiento de esta fuente de energía:

- Con circuito cerrado (Fig. 10.15): con este sistema, se utiliza un fluido con un bajo punto de evaporación y condensación (amoníaco, propano o freón), que mediante la acción de un condensador y de unas válvulas de expansión, unidos al gradiente térmico que ofrece el agua del mar, permite continuas condensaciones y evaporaciones. Así el vapor se generará con las altas temperaturas de las aguas superficiales, moviendo un turbogenerador, para posteriormente condensarse con el agua fría de las profundidades. Una vez concluido el ciclo, el fluido queda dispuesto de nuevo, para su evaporación.
- Con circuito abierto (Fig. 10.16): el sistema funciona de la siguiente forma. Se instalan tres tuberías, una toma agua caliente de la superficie, otra toma agua fría del fondo, y una tercera, sirve de desagüe. El agua caliente pasa por una cámara de vacío donde, a causa de su baja presión, es transformada en vapor. Este vapor incide a gran velocidad sobre las turbinas haciéndolas girar, y con ellas gira el alternador. Finalmente, el vapor que sale de las turbinas, pasa por un condensador, donde el vapor se refrigera por la acción del agua fría que proviene del fondo marino, retornándolo a su estado líquido, la cual además, está desalinizada, siendo pues apta y potable para el uso humano.

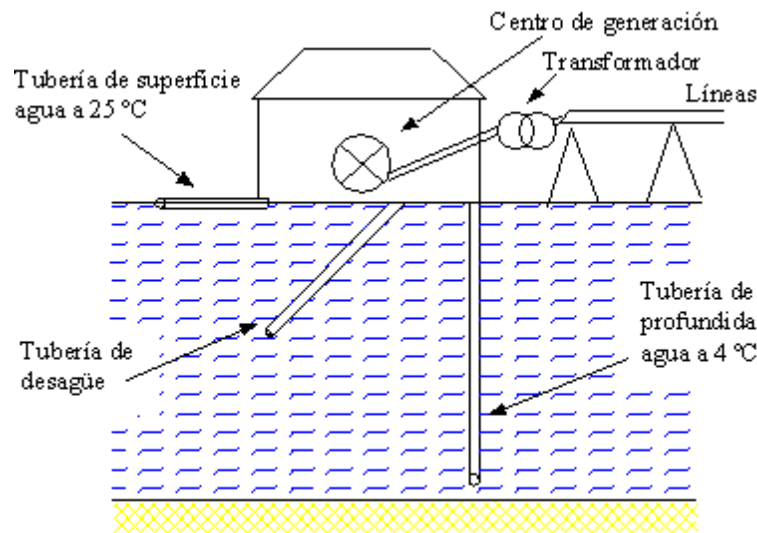


Fig. 10.16 Sistema de gradiente térmico con circuito abierto

Las ventajas de esta fuente de energía se asocian al salto térmico permanente, al gran volumen de agua (foco frío y caliente, infinito) y a la benignidad desde el punto de vista medioambiental del método.

El inconveniente de este sistema es su bajo rendimiento, sobre un 7%, debido a la baja temperatura del foco caliente y la poca diferencia de temperatura entre los dos focos. Además es preciso realizar un gasto extra de energía, empleado para el bombeo de agua fría de las profundidades para el condensado de los fluidos operantes.

Se instalaron dos prototipos de este sistema en las islas Hawaii, a finales de los años setenta, uno de 50 kW y otro de 15 kW. Hacia 1981, el DOE ensayó el denominado OTEC-1 (*Ocean Thermic Energy Converter*), con una potencia de 1MW, que aunque no producía electricidad, sirvió de laboratorio para probar intercambiadores de calor donde el fluido caloportador fuera amoníaco.

10.6.4 Energía de osmosis

Esta forma de aprovechar la energía marina está basada en las diferencias de presión y de densidad existentes entre masas de agua con diferente contenido en sales. Así, a las grandes corrientes lacustres (agua dulce) les resulta difícil mezclarse con el agua del mar (agua salada), penetrando cientos de kilómetros en su interior sin variar sus propiedades. Concretamente el río Amazonas vierte ingentes masas de agua dulce al océano, pudiéndose beber esta agua aun a distancias de 200 km de su desembocadura; esta propiedad conocida por los nativos del lugar, permite la pesca a grandes distancias de la costa sin suministros de agua potable.

Estas características, entre dos masas de agua a diferentes presiones y densidades, no han pasado desapercibidas para los científicos, que desde hace algunos años intentan aprovecharlas con fines energéticos.

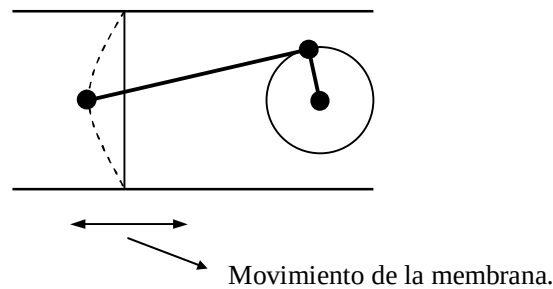


Fig. 10.17 Técnica para la obtención de la energía osmótica en el mar

El método se basa en colocar gigantescas membranas, muy elásticas, en las zonas de confluencia de las masas de agua dulce y salada. El movimiento de vaivén de dichas membranas, producido por la diferencia de presión entre las dos masas de agua, es el encargado de mover la biela, la cual está sujeta a la manivela, que provocará el giro del eje del alternador o de otro dispositivo generador de energía.

Los inconvenientes del método pasan por una tecnología aún no suficientemente estudiada y perfeccionada, sobre todo en lo referente a los materiales empleados en la construcción de las membranas, que debido a su gran tamaño y flexibilidad (por otro lado imprescindible para ser la instalación energéticamente rentable), o bien no aguantan las presiones a las que están sometidas, o bien, por ser demasiado rígidas (aguantan mejor las presiones), no ofrecen las características de elasticidad requeridas. Se tiene que hallar, por tanto, una solución de compromiso que permita a las membranas disponer de la flexibilidad suficiente, pero con una resistencia mecánica que impida su deterioro y rotura.

Actualmente no se consiguen, debido a estos inconvenientes, potencias elevadas con estas fuentes de energía, que más bien se encuentra en sus orígenes, o como mucho, en fase de experimentación.

Las ventajas, una vez se superen estos inconvenientes tecnológicos, son evidentes. El mar y los ríos proporcionan las diferencias de presión y densidad necesarias; estas diferencias son por otra parte inagotables, en el tiempo y en la cantidad. Además, son gratuitas y con un impacto medioambiental mínimo.

10.6.5 Energía de las corrientes marinas

En el interior del mar existen ríos de agua salada, pero con características químicas distintas de las aguas que los rodean. Estas corrientes (debidas a diversos factores como son los fondos marinos, los vientos, o la circulación gravitacional), no se mezclan con las aguas adyacentes debido a estas diferencias físicas y principalmente químicas de sus aguas (densidad, salinidad, temperatura, etc.). Así pueden viajar por el interior de los océanos durante miles de kilómetros sin apenas intercambiar sus aguas.

Si aprovechamos los ríos existentes en la superficie terrestre, por qué no aprovechar estos ríos marinos que, por otra parte, son mucho más caudalosos, largos y potentes? El aprovechamiento de estas corrientes se realizaría de forma idéntica al de los ríos superficiales, colocando turbinas que la corriente haría girar, este movimiento sería aprovechado por los alternadores para la producción de energía eléctrica.

Existen innumerables corrientes marinas en el interior de los mares y océanos, pero hay algunas que destacan por la longitud de su recorrido o por el volumen de agua que transportan. Una de ellas, la corriente del Atlántico Norte (Corriente del Golfo o *Gulf Stream*), es de las mayores. Su recorrido empieza en las inmediaciones de la costa oeste de Groenlandia, desciende por la costa oriental del Canadá y de los EEUU hasta llegar al mar de los Sargazos (en el Golfo de Méjico, del cual recibe el nombre), posteriormente cambia su rumbo dirigiéndose hacia las costas europeas occidentales, desapareciendo bajo los hielos del Polo Norte. En cuanto al volumen de agua, también las cifras son elocuentes, cerca de 60 km de anchura por 500 m de profundidad dan idea de la magnitud del volumen de agua desarrollado por este río marino.

Existen varios proyectos y estudios para enturbinar esta corriente. Quizás el más espectacular consiste en un proyecto situado en las inmediaciones de Florida, que mediante cientos de turbinas dispuestas en filas y columnas formando una cuadrícula aprovecharían todo su potencial energético. Según las investigaciones, si se enturbinara por completo esta corriente, se produciría tanta energía que podría cubrirse holgadamente por completo todas las necesidades energéticas de los EEUU.

A la vista de las expectativas tan positivas que augura el proyecto, y con la técnica suficiente para llevarlo a cabo (al menos en parte), ¿qué impide su puesta en marcha, si con su construcción se obtendrían ingentes cantidades de energía a un precio de coste razonable? Para responder a esta pregunta es necesario matizar, primeramente, que los principales opositores son los países europeos.

Pero esta respuesta nos formula otra pregunta, ¿por qué Europa, alejada más de 5000 km de la zona proyectada para esta central, se preocupa y se opone tanto a su construcción?

La respuesta es sencilla, esta corriente transporta ingentes volúmenes de agua templada y calentada por el clima tropical existente en el golfo de Méjico hasta las costas occidentales europeas, elevando sus temperaturas medias. Los efectos que este transporte de calor ejerce sobre el clima del occidente europeo nunca serán lo suficientemente valorados. A modo de ejemplo valgan estas comparaciones: las costas más septentrionales de Europa (incluso en las inmediaciones del Cabo Norte) se encuentran libres de hielos durante todo el año (a igualdad de latitud, es frecuente, incluso en verano, encontrar bloques de hielo en las costas del norte de Canadá o de Asia). Otros ejemplos corroboran esta teoría: en las playas de la Bretaña francesa, la nieve es un elemento muy inusual, mientras que a igual latitud, las costas de Terranova permanecen cubiertas del blanco elemento hasta mediados de abril; ciudades como Nueva York, situada en la latitud de Castellón, tienen temperaturas más bajas en los meses invernales que la ciudad de Bergen (Noruega), situada en la latitud de Alaska. Finalmente, aun en latitudes tan bajas como el puerto de Baltimore (EEUU), es obligada la presencia de barcos rompehielos para evitar los icebergs que de tanto en tanto llegan a sus costas; Málaga o Lisboa, de igual latitud, nunca imaginarían esta posibilidad.

Estos son los problemas con los que se encontraría Europa si esta corriente se desviara o interrumpiera antes de llegar a sus costas. Parece que por el momento los proyectos para enturbinar esta corriente tendrán que esperar algún tiempo para llevarlos a la práctica, como mínimo hasta que se pueda aprovechar la misma sin peligro de desviarla o cambiar su recorrido habitual.



Fig. 10.18 Posible aprovechamiento de la corriente del Golfo

10.7 Minicentrales hidroeléctricas y centrales de bombeo

Las centrales hidroeléctricas, en general, serán ampliamente explicadas en el capítulo destinado a la generación de energía eléctrica, es por ello que en este apartado se darán solamente las características más importantes de las minicentrales hidroeléctricas, dejándose los detalles, materiales, técnicas y generalidades, para el citado capítulo.

Las centrales hidroeléctricas suponen el 25% de la energía total generada en España, nuestro país ocupa el cuarto lugar entre los productores de la citada energía por detrás de Francia, Italia y Suecia. Esta situación se explica por la abundancia de agua de la que disponen países como Francia y Suecia, con climas mucho más húmedos y regulares. La situación de Italia por delante de nuestro país, con climas similares, se debe, por el contrario, a un mejor aprovechamiento de sus recursos, junto a una tecnología más acorde.

No obstante, y al contrario de lo que ocurre con las centrales termoeléctricas y nucleares clásicas, en las hidroeléctricas no existe una relación tan directa entre la potencia instalada y la producción de electricidad, ya que ésta no sólo depende de la primera, sino también, y de forma muy importante, del régimen de lluvias y del caudal de los ríos.

Precisamente España dispone de un régimen climático muy irregular, a años francamente lluviosos se suceden períodos extremadamente secos; también y dependiendo de la zona peninsular, estas irregularidades se manifiestan de forma diferente, siendo más acusadas en el sur del territorio. Por último, cabe destacar, que los ríos en general no suelen ser ni muy largos ni muy caudalosos.

Cabe advertir que el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico utilizable para grandes instalaciones o centrales está muy cerca de su límite máximo, ya que regularmente se han ido aprovechando las mejores ubicaciones (zonas aptas para las presas, los mejores cursos de agua, zonas con poca población ó riquezas naturales, etc.) para la instalación de estas centrales, quedando actualmente limitada su construcción a las zonas más desfavorables o con un impacto sobre el medio ambiente más grande. En definitiva, la construcción de estas centrales en nuevos emplazamientos podría entrar en

muchos casos en conflicto con otras formas de utilización del suelo y de los recursos hidráulicos, o se realizaría a costes muy elevados que encarecerían notablemente la energía eléctrica obtenida.

Por tanto, es probable que en un futuro el desarrollo hidroeléctrico español pase más por una mejora de la calidad que por un aumento de la cantidad. Este desarrollo se centrará especialmente en potenciar cada vez más el aprovechamiento racional de las existencias hidroeléctricas, pasando por hacer frente a las variaciones bruscas de la demanda energética y por suministrar energía en las horas punta. Esto se logrará mediante la ampliación, modernización y automatización de las centrales existentes, la construcción de minicentrales hidroeléctricas y la instalación de centrales de bombeo.

10.7.1 Minicentrales hidroeléctricas

Las minicentrales hidroeléctricas suelen ser centrales que no alcanzan los 10 MW de potencia. Estas centrales que en el inicio de la industria eléctrica española, y en general de la mayor parte de países, fueron la base para la producción de electricidad en los pequeños núcleos urbanos, ha recibido desde los inicios de los años ochenta una especial atención por parte del sector eléctrico y de la administración.

En la década de los años ochenta, se incrementó la potencia instalada mediante el empleo de minicentrales hidroeléctricas, hasta 186 MW. Paralelamente, se realizaron estudios en diversas comunidades autónomas sobre el potencial aprovechable mediante el empleo de minicentrales, los cuales permitieron identificar un elevado número de posibles emplazamientos que han servido de base para actuaciones posteriores. Asimismo, una parte significativa del desarrollo de la autogeneración de electricidad se ha concentrado, en los últimos años, en el desarrollo de minicentrales hidroeléctricas. Así a mediados de los años noventa, en España existían 1400 MW de potencia instalada, con una generación aproximada de 5300 kWh. España ocupa el tercer puesto entre las naciones productoras de energía eléctrica mediante minicentrales, por detrás de Alemania y Francia.

Las minicentrales hidroeléctricas están condicionadas por las características del lugar de emplazamiento. Así, la topografía del terreno influye en la obra civil y en la selección del tipo de máquina a emplear.



Fig. 10.19 Minicentral hidroeléctrica fluyente

- Centrales de aguas fluyentes: son aquellas instalaciones que mediante una obra de toma de agua, captan una parte del caudal del río y lo conducen hacia la central para su aprovechamiento, para después devolverlo al cauce del río.
- Centrales de pie de presa: son los aprovechamientos hidroeléctricos que tienen la opción de almacenar las aportaciones de un río mediante un embalse. En estas centrales se regulan los caudales de salida para utilizarlos cuando se precisen.
- Centrales de canal de riego o abastecimiento. Dentro de éstas se pueden distinguir dos tipos:
 - Con desnivel existente en el propio canal: se aprovecha mediante la instalación de una tubería forzada, que conduce el agua a la central, devolviéndola posteriormente al curso normal del canal.
 - Con desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano: en este caso la central se instala cercana al río y se aprovechan las aguas excedentes en el canal.

A la hora de realizar un proyecto de una minicentral hidroeléctrica y dependiendo del tipo, debido a su emplazamiento, la medida del caudal y la altura de salto determinará la potencia a instalar, así como el tipo de miniturbina.

10.7.1.1 Tipos de miniturbinas

Existen varios tipos de miniturbinas, pero todas ellas pueden englobarse dentro de dos grandes tipos:

- De reacción: aprovechan la energía de presión del agua convirtiéndola a energía cinética en la turbina que acciona al alternador. Tanto en la entrada como en la salida, estas miniturbinas aprovechan la altura disponible hasta el nivel de desagüe. Ejemplos de estas turbinas son las turbinas Francis y las turbinas Pelton.
- De acción: aprovechan la energía de presión del agua para convertirla en energía cinética en el estator. Estas aprovechan la altura disponible hasta el eje de la turbina. Son de este tipo de turbinas las Kaplan.



Turbina Kaplan



Turbina Francis



Turbina Peltón

Fig. 10.20 Diferentes tipos de turbinas hidráulicas

10.7.1.2 Ventajas e inconvenientes de las minicentrales hidroeléctricas

Cuando las grandes compañías dominaron el panorama energético nacional se temió por la desaparición de las minicentrales, que en muchas ocasiones formaban parte del patrimonio particular de una familia. Las grandes compañías absorbieron, modificaron y desmantelaron algunas de estas instalaciones. Posteriormente, con la sensibilización general por los problemas medioambientales, se vieron las cosas desde otra perspectiva: las minicentrales permitían aprovechar los recursos de zonas alejadas, con inversiones no demasiado elevadas en infraestructuras, no modificaban o alteraban prácticamente el ecosistema y mediante una buena política de empresa podían convivir con las grandes compañías distribuidoras, vendiendo su energía sobrante a las mismas. Esto ha permitido que se vayan recuperando infraestructuras abandonadas dotándolas de nuevos equipos automatizados y turbinas de alto rendimiento. En consecuencia, el impacto ambiental no es mayor del que ya existía o por lo menos es inferior al que se crearía con una gran central hidroeléctrica.

Así, y a modo de resumen, citaremos los motivos más significativos para potenciar las minicentrales hidroeléctricas:

- Aprovechamiento más racional de los ríos. Es decir, ríos que no se pueden aprovechar con grandes centrales, por lo costoso de sus infraestructuras o por el impacto medioambiental que esto produciría, se aprovechan con minicentrales sin mayores dificultades.
- Su instalación permite electrificar zonas alejadas de la red de distribución pública que sin ellas quizás carecerían de esta energía (potencias menores de 200 kW a 300 kW).
- La tecnología es más fácil de mejorar en este tipo de minicentrales, augurándose unas perspectivas halagüeñas para estas instalaciones.

10.7.2 Centrales de bombeo

Las centrales hidroeléctricas de bombeo son un tipo especial de centrales hidroeléctricas que contribuyen a obtener un aprovechamiento más eficaz de los recursos energéticos, este es el motivo de su inclusión en el presente capítulo dedicado a las energías renovables.

Las centrales de bombeo se diferencian de sus homologas clásicas, desde el momento que disponen de dos embalses situados a diferente altura. En las horas del día en las que se registra una mayor demanda de energía eléctrica –las llamadas “horas punta” de la demanda–, la central de bombeo opera como

una central hidroeléctrica convencional: el agua almacenada en el embalse superior, en su caída, hará girar el rodete de turbina asociada a un alternador.

Sin embargo, una vez realizada esta operación, el agua no es restituida de nueva al río, como en las centrales hidroeléctricas convencionales, sino que por el contrario se queda de nuevo almacenada por la acción de la presa que está situada en el embalse inferior. Esto permite que durante las horas del día en las que la demanda de electricidad se encuentran en sus niveles más bajos –las “horas valle”–, el agua almacenada en el embalse inferior puede ser bombeada al embalse superior para volver a realizar el ciclo productivo. Para ello, la central o bien utiliza grupos motor-bombas, o bien dispone de turbinas reversibles, de modo que éstas actúan como bombas y los alternadores como motores, intercambiando sus funciones.

Para comprender el papel que realizan las centrales de bombeo, conviene recordar que la demanda diaria de energía eléctrica no es constante, sino que sufre importantes variaciones según las horas del día. Las centrales termoeléctricas (convencionales o nucleares) no pueden adaptarse a estos bruscos cambios de la demanda, ya que, por sus características técnicas, están especialmente indicadas para producir la mayor cantidad de energía eléctrica de forma prácticamente constante. Esto quiere decir que, cuando la demanda diaria se sitúa en sus niveles más bajos, las centrales termoeléctricas, pese a estar funcionando en ese momento a su mínimo técnico, generan muy frecuentemente un volumen de energía eléctrica que se encuentra por encima de la demanda existente en esas horas del día.

Pues bien, esa energía eléctrica, que no puede ser almacenada ni absorbida por el mercado, se utiliza en las centrales de bombeo para elevar el agua desde el embalse inferior hasta el embalse superior (se invierte el proceso pasando a funcionar las turbinas como bombas y los alternadores como motores, que las accionan). De esta forma, una vez recuperada el agua en el embalse superior, estas centrales podrán ser utilizadas como centrales hidroeléctricas convencionales en el siguiente período diario de mayor demanda.

En definitiva, las centrales de bombeo permiten aprovechar una producción de energía eléctrica que, de otro modo, debería ser desperdiciada, colaborando además a un mejor y más racional empleo de los recursos hidráulicos.

10.7.2.1 Tipos de centrales de bombeo

Existen dos tipos de centrales de bombeo básicas según la forma de funcionamiento:

- Centrales de bombeo puro: en este tipo de centrales es necesario que se bombee previamente al agua desde el embalse inferior hasta el superior como condición indispensable para producir energía eléctrica.
- Centrales de bombeo mixto: en este tipo de centrales se puede producir energía indistintamente con o sin bombeo previo. Es decir, cuando hay excedentes de agua la central, funcionará exclusivamente como una central convencional, utilizando solo la presa superior. Mientras que con déficits de agua, la central funcionará como una de bombeo puro, sin verter el agua al río, sino aprovechando la presa inferior.

España cuenta actualmente con veinticuatro centrales hidroeléctricas de este tipo. Dieciséis son centrales de bombeo mixto y suman un total de 2.500 MW de potencia instalada; las otras ocho son de bombeo puro y suman otros 2.500 MW de potencia; en total, pues, la potencia instalada asciende a unos 5000 MW.

Las mayores centrales de bombeo misto en nuestro país proporcionan potencias instaladas del orden de los 800 MW. Por su parte las centrales de bombeo puro, con potencias algo inferiores, alcanzan los 625 MW en alguna de sus mayores unidades.

10.8 Conclusiones

La primera parte de la legislación gubernamental que establece un considerable apoyo a las energías renovables se introdujo en 1994. Mediante el Real Decreto se obligaba a todas las compañías eléctricas a pagar una prima por la energía verde en un periodo de cinco años. En general este sistema de apoyo al medio ambiente funcionaba de forma similar a la ley de suministro eléctrico de Alemania.

A finales de 1998, el gobierno reafirmo su compromiso con las energías renovables mediante una nueva ley (Real Decreto 2818/1998), diseñada para armonizar este sistema con la apertura continua de los mercados energéticos europeos a la plena competencia. Como en otros países, todas las compañías involucradas en la producción eléctrica se privatizan y su actividad, en cuanto a generación y distribución de energía, está claramente separada.

En el decreto de 1998 se establecía un objetivo mínimo de al menos un 12% para que la energía del país procediera de fuentes renovables en el año 2010, de acuerdo con el objetivo de la Unión Europea, y se introducía una nueva normativa para facturar cada tipo de energía verde, que para los productores de energía eólica, por cada unidad de electricidad que producen, supone el pago de un precio equivalente al 88.5% del precio de venta a los consumidores.

En referencia a la energía eólica, y hasta la actualidad, se ha trabajado más en la instalación de parques eólicos de baja y media potencia y con máquinas con diseños en el rango de 50-200 kW que con aerogeneradores de grandes potencias. Las perspectivas van encaminadas hacia la construcción de máquinas cada vez de mayor potencia (entre 200 y 400 kW), y asimismo aprovechar extensas zonas de nuestro territorio, aún no promocionadas. En el conjunto energético español, la energía eólica representa el 36% del total de las renovables.

Tabla 10.3 Potencia máxima instalada en cada comunidad autónoma para generar electricidad mediante las energías renovables (Datos por Comunidades Autónomas y por tipos de energía empleada. Año 1999)

Tipo de Energía (MW instalados)	Eólica (MW)	Solar fotovoltaica (MW)	Mini-hidráulica (MW)	Biomasa (MW)	Residuos Sólidos Urbanos (MW)	Valores totales absolutos	Respecto a la superficie (kW/m ²)	Respecto a la población (kW/habita)
Andalucía	127.8	3.1	187.5	56.2	0	374.6	4.27	0.051
Castilla-León	122.2	0.65	232.2	9	0	364	3.86	0.14
Cataluña	59.8	0.61	213	5.7	39.72	318.83	10	0.051
La Rioja	24.5	0.2	42.6	1	0	68.3	13.53	0.25
Madrid	0.04	0.337	45.3	14.6	29	89.27	11.11	0.017
Murcia	6	0.071	17	1	0	24	6.12	0.021
Navarra	318.1	0.158	146.1	8.7	0	473	45.52	0.89
País Vasco	0.03	0.1	47.56	22.43	0	70.12	9.69	0.033
Valencia	2.8	0.538	39.6	3.2	0	46.13	1.98	0.011
TOTAL Y MEDIAS	Total: 661.27	Total: 5.7	Total: 970.86	Total: 121.83	Total: 68.72	Total: 1828.25	Media: 6.65	Media: 0.063

Respecto a la energía solar, y referente a su utilización, el método que más posibilidades ofrece es el de captación pasiva. Probablemente se generalice en los próximos años la tendencia a tener en cuenta que la vivienda aproveche al máximo la energía solar que recibe; esto podría representar del orden de

las 100000 Tep, con una superficie de captación de 300000 m², acompañados de una sensible mejora en el diseño energético de los edificios. Las diversas formas de captación activa de la energía solar precisan un continuo apoyo, por resultar el precio de las instalaciones excesivamente alto.

Las instalaciones de energía fotovoltaica ofrecen unas perspectivas de desarrollo tecnológico, a muy corto plazo, de enorme interés y que sin duda van a posibilitar una importante reducción de los costes de fabricación de los paneles y por tanto del conjunto de las instalaciones. En el conjunto de las energías renovables la energía solar no alcanza el 0.3% sobre el total de nuestro país.

Tabla 10.4. Comparación del impacto ambiental de las diferentes formas de producción de electricidad (todos los datos están en toneladas por GWh producido)

FUENTE DE ENERGÍA	CO ₂	NO ₂	SO ₂	CO	Partículas	Residuos Nucleares	Hidrocarburos	TOTAL
Gas Natural (ciclo combinado)	824	0.251	0.336	Trazas	1.176	-	TR	825.8
Carbón	1058.2	2986	2.971	0.267	1.626	-	0.102	1066.1
Nuclear	8.6	0.034	0.029	0.018	0.003	3.641	0.001	12.3
Solar Térmica	3.6	Trazas	Trazas	Trazas	Trazas	-	Trazas	3.6
Solar Fotovoltaica	5.9	0.008	0.023	0.003	0.017	-	0.002	5.9
Eólica	7.4	Trazas	Trazas	Trazas	Trazas	-	Trazas	7.4
Hidráulica	6.6	Trazas	Trazas	Trazas	Trazas	-	Trazas	6.6
Biomasa	0	0.614	0.154	11.361	0.512	-	0.768	13.4

El aprovechamiento energético de los RSU, mediante la incineración con recuperación de energía, es una forma de eliminación que tiene grandes posibilidades de incrementarse en el futuro, debido a la tendencia de centralizar la recogida y tratamiento de estos residuos. Asimismo, cada vez es menor la posibilidad de ofrecer grandes superficies de terreno para su vertido. Concretamente en España, y en sus zonas con mayor densidad de población, se llevarán a cabo más de 30 grandes proyectos, que podrían suponer cerca de 250 MW de potencia eléctrica instalada.

Por su parte, nuestro país cuenta con recursos forestales, si bien es verdad que en este aspecto presentamos ciertas deficiencias. En cifras totales, los RSU representan un 4% del total de las energías renovables y el aprovechamiento de la biomasa alcanza el 7%.

El aprovechamiento de las minicentrales hidráulicas presenta unas perspectivas muy favorables a corto plazo, ya que disponen de un reducido impacto ambiental; se puede estimar que en la década de los años noventa se han incorporado más de 500 minicentrales nuevas o rehabilitadas que pueden suponer la instalación de una potencia adicional de 1000 MW. En el conjunto del territorio español las minicentrales representan un 53% de la potencia instalada.

10.9 Cuestiones y problemas

Cuestiones

- 1 Enumerar las ventajas e inconvenientes de las energías convencionales frente a las energías alternativas.
- 2 ¿Cómo se origina el viento? ¿Qué cantidad de energía recibe la Tierra procedente del Sol? ¿Qué cantidad de energía solar se transforma en energía eólica? ¿Es una fuente nueva de energía o por el contrario ya se utilizaba en la antigüedad? Razonar las respuestas.

- 3 ¿Cómo ha cambiado el aprovechamiento de la energía eólica? ¿Qué condiciones ambientales permiten un aprovechamiento eólico satisfactorio?
- 4 ¿Qué es un aerogenerador? ¿Tipos de aerogeneradores?
- 5 Principales características de los diversos tipos de aerogeneradores. Indicar sus ventajas e inconvenientes.
- 6 Indicar los principales componentes de los aerogeneradores actuales. Breve reseña de cada uno.
- 7 Indicar los principales sistemas que incorporan los aerogeneradores. Breve reseña de cada uno.
- 8 Resumir el impacto medioambiental de las energías eólicas.
- 9 ¿Cómo ha evolucionado la energía eólica en España en los últimos años y cuáles son sus perspectivas de futuro? Razonar las respuestas.
- 10 ¿Por qué y cómo se forma la energía solar? ¿Qué parte y de qué forma llega esta energía solar a la superficie de la Tierra?
- 11 Indicar las principales diferencias entre la radiación solar directa y la radiación solar indirecta. ¿Cuál se aprovecha más y por qué?
- 12 Ventajas de la energía solar. ¿Cuáles son sus limitaciones?
- 13 La energía solar térmica puede ser aprovechada mediante tres sistemas (de alta, media o baja temperatura). Indicar, de forma breve, las características que los definen. Indicar, asimismo, las principales aplicaciones de cada uno de estos sistemas.
- 14 Enumerar las partes que forman un colector solar a alta temperatura. ¿Qué sistemas de seguimiento ofrecen estos captadores? ¿Qué formas puede adoptar la superficie reflectora de estos colectores?
- 15 ¿Qué es la energía solar fotovoltaica? ¿Cómo se produce? ¿Cómo se capta?
- 16 ¿Cómo están formadas las células fotovoltaicas? Tipos de conexión de las células fotovoltaicas.
- 17 Características principales de los captadores fotovoltaicos.
- 18 Factores que provocan pérdidas en la generación fotovoltaica
- 19 ¿Qué es un panel solar fotovoltaico? Tipos de paneles solares.
- 20 ¿Qué es la energía de la biomasa? Indicar cuáles son los recursos más frecuentes utilizados por la biomasa.
- 21 ¿Qué es la biomasa natural? ¿Y la biomasa residual? ¿Y la biomasa producida?
- 22 ¿Qué procesos se utilizan para la adecuación de la biomasa para fines energéticos? ¿Y para la conversión termoquímica de la biomasa (enumerarlos)?
- 23 Ventajas e inconvenientes de la utilización de la biomasa.
- 24 La utilización de materiales no autóctonos como las laminarias o los eucaliptos, para la generación de biomasa, ¿qué tipos de problemas conllevan para los ecosistemas originales?
- 25 ¿Qué es la energía geotérmica? ¿Qué hipótesis se acepta actualmente como la más lógica para explicar su existencia?
- 26 ¿Cómo puede detectarse la existencia de un campo geotérmico? ¿Qué condicionantes mínimos son requeridos para que un campo geotérmico sea explotable?
- 27 ¿Cuáles son los tipos de instalaciones geotérmicas más comunes? Razonar la respuesta.
- 28 ¿Dependiendo de la temperatura y presión del fluido operante, en qué tipo de instalaciones geotérmicas podemos dividir una explotación?
- 29 ¿Y si nos basamos en los sistemas de instalaciones asociadas, qué clasificación de los yacimientos geotérmicos es posible realizar?
- 30 Ventajas e inconvenientes de la utilización de la energía geotérmica.
- 31 ¿Qué es la energía marina y cómo se forma?
- 32 ¿Cuáles son los principios de funcionamiento de una central maremotriz? Ventajas e inconvenientes de las centrales maremotrices actuales. Indicar algunas centrales maremotrices (sólo enumerarlas).
- 33 ¿Cuáles son los principios de funcionamiento de una central con energía de las olas? Ventajas e inconvenientes de las centrales con energía de las olas actuales. Indicar algunas centrales con energía de las olas (sólo enumerarlas)

- 34 ¿Cuáles son los principios de funcionamiento de una central térmica marina? Ventajas e inconvenientes de las centrales térmicas marinas actuales. Indicar algunas centrales térmicas marinas (sólo enumerarlas).
- 35 ¿Cuáles son los principios de funcionamiento de una central de osmosis marina? Ventajas e inconvenientes de las centrales de osmosis marinas actuales. Indicar algunas centrales de osmosis marinas (sólo enumerarlas).
- 36 ¿Cuáles son los principios de funcionamiento de una central de corrientes marinas? Ventajas e inconvenientes de las centrales de corrientes marinas actuales.
- 37 El aprovechamiento de la energía de las corrientes marinas está aún en fase de estudio. ¿Por qué podría repercutir negativamente el aprovechamiento de la corriente del Golfo (por ejemplo, al crearse una central de este tipo en Florida) en las costas europeas?
- 38 ¿Qué diferencia fundamental existe entre una central de bombeo y una minicentral hidroeléctrica convencional?
- 39 ¿Qué ventajas ofrece la utilización de las minicentrales hidroeléctricas o de las centrales de bombeo frente a las centrales hidroeléctricas clásicas?
- 40 Existen dos tipos de centrales de bombeo. Indicar las características que las diferencian.

11 Centrales eléctricas convencionales

11.1 Tipos de centrales eléctricas

Una central eléctrica es una instalación capaz de transformar la energía primaria (térmica, nuclear, solar, eólica, del mar, hidráulica, etc.) en energía mecánica, que a su vez, mediante una posterior transformación, producirá energía eléctrica apta para el consumo.

Sea cual sea la fuente de energía primaria utilizada, la generación de energía eléctrica se basa en el trabajo que estas fuentes primarias realizarán al girar los álabes o paletas de una turbina, que a su vez harán girar unas bobinas situadas en el interior de un campo magnético, generándose así electricidad. Este principio es común a la práctica totalidad de las centrales eléctricas, aunque existen excepciones, como es el caso de las centrales eléctricas solares fotovoltaicas, ya que éstas no generan electricidad mediante la transformación de la energía mecánica, sino mediante la transformación directa de la energía luminosa de la radiación solar.

Es posible clasificar las centrales eléctricas actuales en función de las materias primas utilizadas para la generación de la energía primaria:

- Centrales hidroeléctricas: en este tipo de centrales es el agua la componente básica. Esta agua, mediante corrientes naturales o artificiales y por efecto de un desnivel, transforma la su energía cinética en energía mecánica, accionando un grupo de turbina-alternador, que dará lugar a la producción de energía eléctrica.
- Centrales térmicas clásicas: utilizan como materiales primarios los combustibles de origen fósil (carbón, fuelóleo, gas, etc.). Estos combustibles son quemados en una caldera, generándose así una energía calorífica que vaporiza el agua que circula por una serie de conductos. Este vapor de agua asimismo, acciona las palas de una turbina convirtiendo la energía calorífica en energía mecánica, la cual da lugar a continuación, y mediante el correspondiente alternador, a la generación de energía eléctrica.
- Centrales nucleares: utilizan para la generación de la energía primaria la fisión de átomos de uranio por impacto de neutrones; esta fisión, provoca la liberación de una gran cantidad de energía que eleva la temperatura de un fluido que circula por una serie de tubos, convirtiéndolo en vapor que, a su vez, acciona un grupo turbina-alternador generándose electricidad.
- Centrales de energías renovables: aquí se engloban una serie de energías que cada vez con más ímpetu están entrando en el mundo energético actual. El sol, el aire, el calor latente de la tierra, el mar, o la biomasa; son ejemplos de estas tecnologías que se trataron en el capítulo de las “Energías renovables”.

En definitiva se trata, en todos los casos, de utilizar una fuente energética que, bien directamente (centrales hidráulicas, centrales eólicas, centrales maremotrices, ...), bien mediante la conversión de un fluido en vapor (centrales termoeléctricas clásicas y nucleares), ponga en movimiento los álabes de una turbina, conectada a un alternador, y éste pueda producir la energía eléctrica esperada.

11.2 Las centrales eléctricas en España

En los inicios del sector eléctrico español, la mayor parte de las centrales estaban accionadas por motores térmicos de gas con bajo contenido calorífico. En otros casos se trataba de molinos u otras formas más rudimentarias de centrales eléctricas.

Los primeros datos fiables del sector eléctrico español se corresponden con la primera estadística eléctrica oficial realizada a principios del siglo XX (1901). De acuerdo con estos datos, existían 861 centrales eléctricas instaladas, con una potencia total de 94 MW. Esta potencia se repartida entre un 61% de origen termoeléctrico y un 39% de origen hidroeléctrico.

En la actualidad, España cuenta con alrededor de 1.200 centrales eléctricas que suman una potencia de 50.200 MW. De ellas, unas 900 son hidroeléctricas, con una potencia de unos 17.500 MW (lo que supone el 34.5% de la potencia total); unas 190 son termoeléctricas clásicas (es decir, utilizan carbón, fuelóleo o gas) con una potencia de 24.500 MW (el 48.5% del total); unas 9 son nucleares, con una potencia de unos 7.500 MW (el 14.5% de la potencia total); y el resto, son instalaciones eólicas, solares, de aprovechamiento de la biomasa, residuos sólidos urbanos, etc., con una potencia total de unos 1500 MW (el 2.5% de la potencia instalada).

La producción total de estas centrales a finales de los años 90 ascendía a unos 190.000 MkW, de los cuales el 19.4% eran de origen hidroeléctrico, el 51.2% tenían origen termoeléctrico con combustibles fósiles y el 29.4% restante provenían de las fisiones nucleares. En estos porcentajes, la energía hidroeléctrica incluye la producción de las centrales eólicas y solares; mientras que la energía termoeléctrica incluye la generación de electricidad con los residuos sólidos urbanos y con el resto de materiales empleados en la biomasa.

En suma, las centrales hidroeléctricas españolas utilizan actualmente, para generar electricidad, saltos de agua naturales o artificiales; las centrales térmicas convencionales utilizan: lignito, hulla, antracita, fuelóleo, gas natural y gas procedente de los altos hornos siderúrgicos; y finalmente las centrales nucleares utilizan principalmente uranio. En cuanto a las centrales de energías renovables, las solares utilizan la radiación directa del sol; la eólicas, la energía proporcionada por el viento; las centrales de biomasa utilizan todo el potencial de la masa vegetal o de los residuos sólidos urbanos, etc.

A mediados de los años 90, por ejemplo, las centrales eléctricas españolas disponían de una capacidad de embalse de agua en aprovechamiento hidroeléctricos, superior a los 50.000 hm³. Las centrales térmicas utilizaron 31,5 millones de toneladas de carbón (hulla, lignito y antracita), 1,8 millones de toneladas de fuelóleo y 1,251 hm³ de gas natural y siderúrgico; las centrales nucleares utilizaron 175 toneladas de uranio; amén de la energía solar, eólica, biomasa y de los residuos sólidos urbanos.

Desde las primeras centrales térmicas de gas, propias de finales del siglo XIX, hasta llegar a la estructura productiva de finales del siglo XX, se ha recorrido un largo camino que ha permitido aprovechar cuantos combustibles y fuentes energéticas a tenido España a su alcance, con los costes, las tecnologías y las garantías de suministro que el país ha sido capaz de asumir.

En la actualidad, España posee un parque de instalaciones para la generación de energía eléctrica suficiente para garantizar la cobertura de las necesidades eléctricas del país; además este parque esta razonablemente diversificado, pues se basa en la utilización de un amplio abanico de materias primas energéticas, con un nivel tecnológico perfectamente comparable al resto de los países de su entorno social y económico, y compatible con los criterios internacionales en materia de conservación medioambiental.

España no ha dejado escapar la oportunidad de incorporarse a las nuevas fuentes energéticas del futuro, las energías renovables. Estando entre los primeros productores de energías renovables en sus más diversas vertientes (solar, eólica, biomasa, etc.); éste es un sector con grandes posibilidades de futuro, ya que además de seguro, es respetuoso con el medio ambiente.

Como se ha reseñado, el funcionamiento de todas las centrales eléctricas tiene unos fundamentos comunes. Sin embargo, cada tipo de central –dependiendo de la fuente energética que utiliza y de las tecnologías que incorpora– presenta características propias. En los siguientes apartados se describe el funcionamiento básico de las diferentes centrales eléctricas en España.

11.3 Las centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas son quizás las centrales más conocidas, dado que muchas presas están surcadas por vías de comunicación. Estas centrales aprovechan, mediante un desnivel, la energía potencial contenida en el agua que transportan los ríos, o que ha sido almacenada previamente en una presa, para convertirla en energía mecánica que accionara los álabes de una turbina y que posteriormente mediante un acoplamiento mecánico solidario al alternador generará energía eléctrica.

Existen diferentes formas de aprovechar el potencial contenido en el agua, así nace la primera clasificación de las centrales hidroeléctricas:

- Centrales fluyentes: en zonas con climas húmedos, suelen existir ríos con caudales abundantes y regulares a lo largo del año. En tales casos, la energía potencial del agua puede ser aprovechada directamente, sin necesidad de embalsarla previamente, o bien utilizando un embalse muy reducido. En España son raras estas centrales, dado lo irregular de nuestro clima y la poca abundancia de grandes ríos con caudales abundantes.
- Centrales de regulación: son las centrales más habituales. Cuando los ríos no aportan suficientemente agua, o su caudal es muy irregular, para aprovechar las estaciones lluviosas se construyen presas que permitan acumular el agua sobrante y distribuirla de forma regular en las épocas secas. Se forma así un embalse o lago artificial, desde el cual es posible generar un salto para liberar la energía potencial de la masa de agua, transformándola, mediante las correspondientes turbinas, en energía eléctrica.

Si se atiende a la estructura de la central propiamente dicha, pueden distinguirse esquemas muy diferentes de emplazamientos hidroeléctricos. Las características topográficas, geológicas y climáticas del lugar donde se asienta la central condicionan en gran medida dicho esquema. No obstante, todos ellos pueden ser reducidos a dos modelos básicos, teniendo presente que cada emplazamiento individual suele ser una variante de uno de ellos o la combinación de ambos:

- Aprovechamiento por derivación de las aguas: consiste básicamente en desviar las aguas del río, mediante una pequeña presa, hacia un canal que las conduce, con una pérdida de nivel lo menor posible, hasta un pequeño depósito, llamado *cámara de carga*. De esta cámara arranca una tubería

forzada que conduce el agua hasta la sala de máquinas de la central. Posteriormente, el agua es restituida al río, aguas abajo, utilizando un canal de descarga. Este sistema es el más empleado en las centrales fluyentes, aunque en las centrales de regulación, en ocasiones, es posible encontrar también estos canales laterales.

- Aprovechamiento por acumulación de las aguas: consiste en constituir una presa de determinada altura en un tramo del río que ofrece un apreciable desnivel. El nivel del agua se situará entonces en un punto cercano al extremo superior de la presa. Este es el método más empleado para las centrales de regulación. Con este método las tomas de agua se sitúan en la parte media de la presa, aprovechando así todo el potencial de la masa de agua acumulada. En la base inferior, aguas debajo de la presa, se sitúa la sala de máquinas, con el grupo o grupos turbina-alternador. La central asociada a este tipo de aprovechamiento suele recibir el nombre de *central de pie de presa*.

Conviene señalar que esta doble división entre centrales fluyentes y centrales de regulación, por un lado, y aprovechamientos por derivación y aprovechamientos por acumulación, por otro, no son excluyentes. Es decir, hay aprovechamientos por derivación de carácter fluyente y aprovechamientos por derivación del tipo de central con regulación. Son simplemente dos formas, basadas en criterios distintos, de caracterizar la mayor parte de las centrales hidroeléctricas.

11.3.1 Componentes de una central hidroeléctrica del tipo regulación

Los componentes básicos que forman una central hidroeléctrica de tipo regulación son pocos, aunque de una importancia capital. A continuación se exponen los más importantes, indicándose sus características técnicas principales.

11.3.1.1 La presa

En la mayoría de las centrales hidroeléctricas, la presa es el principal elemento. Su configuración depende en gran medida de las características geológicas y topográficas del terreno y del curso de agua sobre el que se halla asentada, lo que da lugar a diversas soluciones, que a su vez, se materializan en presas diferentes para las mismas necesidades.

No obstante, y tomando como criterio las características de los muros de la presa, suele simplificarse la clasificación englobándolas en dos grandes tipos, de los cuales se derivan el resto de ellas: las presas de gravedad y las presas de bóveda.

- Presas de gravedad: en estas presas la contención de agua se consigue por el propio peso del muro de la presa. Debido al gran volumen empleado en su construcción, estas presas no suelen presentar alturas muy grandes, y suelen estar asentadas en terrenos con colinas poco importantes. La mole de esta pared es a veces tan grande que permite economizar materiales de construcción sin afectar a la seguridad de la instalación. Se dice, entonces, que es una presa de gravedad aligerada. La rectitud de estas presas y el gran espesor de las paredes de las mismas suelen ser el signo que las identifica.
- Presas de bóveda: en este caso la contención de las aguas y la estabilidad del muro se consiguen merced al empuje que los dos extremos del arco formado por la presa ejercen sobre las paredes laterales de la roca sobre la que se asienta. Estas presas suelen tener grandes alturas, no presentando espesores muy grandes. Para ser posible su construcción, es necesario que existan vertientes montañosas con rocas de excelente calidad para asegurar un buen asentamiento de los laterales de la presa. Esto hace que estas presas normalmente se sitúen en zonas montañosas donde esta

geología es más frecuente. La forma característica de la curva de la bóveda y su gran altura es un signo inequívoco para este tipo de centrales.

11.3.1.2 Aliviaderos y tomas de agua

Los aliviaderos son uno de los elementos más importantes de toda central hidroeléctrica, ya que son los encargados de liberar, en situaciones de emergencia, parte del agua que está retenida por la presa sin que ésta pase previamente por la sala de máquinas. Se encuentran generalmente en la pared principal de la presa y pueden ser de fondo o de superficie.

Las operaciones de alivio suelen llevarse a cabo cuando existe peligro de grandes avenidas en el río, o cuando es necesario cubrir las necesidades de riego aguas abajo de la presa. Uno de los problemas más importantes de su diseño es el de evitar que el agua, al quedar liberada con una gran energía después del salto a la que ha sido sometida, pueda causar daños en su caída a los terrenos situados aguas abajo de la presa. Si no se tomaran estas precauciones, el lecho del río inmediato a la presa sufriría grandes destrozos llegando a producirse infiltraciones de agua muy peligrosas; por tanto, los aliviaderos se construyen con un diseño que permita disipar en, todo momento, la energía de caída del agua.

El diseño de los aliviaderos exige cálculos complejos y detallados, así como estudios previos sobre los posibles efectos destructivos del agua. Éstos suelen realizarse en modelos reducidos, aplicando posteriormente el factor de escala correspondiente. Para ello, se instalan habitualmente cuencos de amortiguación, acompañados en ocasiones de “dientes” fijados en determinadas zonas del río, para romper (disminuir su capacidad energética mediante la fragmentación del chorro principal de agua) o guiar la corriente. Así se consigue una gran eficacia en la amortiguación de la energía caída. Para regular la salida del agua por los aliviaderos, se utilizan compuertas metálicas de gran tamaño, las cuales deben disponer por seguridad, de abertura mecánica y eléctrica (como mínimo dos líneas eléctricas alimentarán a los sistemas de apertura de estas compuertas).

En la pared anterior de la presa (es decir, la que da al embalse) se instalan las tomas de agua. Desde éstas tomas, parten varias conducciones que serán las encargadas de llevar el agua hasta las turbinas. Finalmente, las tomas de agua disponen de unas compuertas que permiten regular la cantidad de agua que debe fluir hacia la sala de máquinas, asimismo unas rejillas metálicas, situadas antes de las compuertas, impiden que elementos extraños (ramas, troncos, etc.) alcancen y dañen las turbinas.

11.3.1.3 La central hidroeléctrica

La mayor parte de los componentes descritos hasta el momento son comunes a cualquier aprovechamiento hidráulico, independientemente de su posible finalidad. Ahora bien, si el embalse constituye un salto, es decir, si se trata de una instalación que utiliza el agua, entre otras cosas, para generar energía eléctrica, el aprovechamiento ha de poseer, además, una sala de máquina en la que se encuentran los equipos propiamente eléctricos de la central: los grupos turbina-alternador.

Según cuáles sean las características del salto de agua (su caudal y altura), las turbinas instaladas deberán de ser de uno u otro tipo. Las más utilizadas son las Pelton, con uno o varios inyectores, las Francis y las Kaplan. Cada una de estas turbinas es adecuada para unas determinadas condiciones de funcionamiento; así las turbinas Pelton suelen instalarse en centrales con grandes saltos y caudales regulares; las turbinas Francis, en centrales de saltos intermedios con caudales variables; y las turbinas Kaplan, en instalaciones de poca altura y grandes variaciones de caudal.

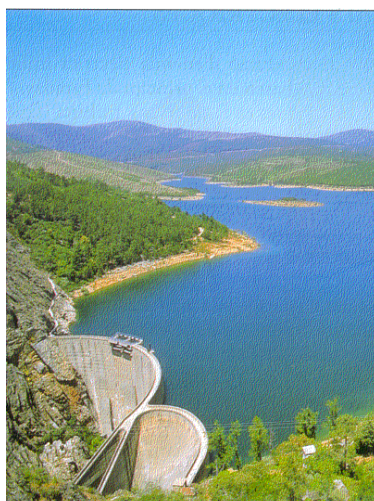


Fig. 11.1 Central hidroeléctrica con presa de bóveda

En todos los casos, la turbina es solidaria respecto del eje del rotor del alternador, por lo que, cuando el agua presiona sobre los álabes de la turbina, se produce un giro en el rotor. Aparte, con el rotor del alternador también gira un generador de corriente continua (excitatriz), que se utiliza para excitar los polos del rotor del alternador. Induciéndose así, en el estátor del alternador, una corriente eléctrica de alta intensidad y media tensión.

El alternador puede suministrar una potencia máxima nominal. Sin embargo, la potencia real de una central hidroeléctrica depende fundamentalmente del caudal y de la presión del agua para los que está diseñada la turbina, de acuerdo con las características del río y del emplazamiento.

11.3.2 Funcionamiento de una central hidroeléctrica

El funcionamiento de una central hidroeléctrica es básicamente el siguiente: por la acción de una presa construida en el lecho del río, se acumula una cierta cantidad de agua formando un embalse. Esta agua poseerá una energía potencial que dependerá de la altura de la presa y del volumen de agua acumulada.

Con el fin de generar un salto, cuya energía potencial del agua pueda transformarse posteriormente en energía eléctrica, se sitúan las tomas de agua en el interior de la presa (normalmente a cierta profundidad para aprovechar mejor la energía potencial del agua acumulada y los niveles más bajos que el agua pueda alcanzar en épocas de sequía). Estas tomas están formadas por una boca de admisión, protegida por una rejilla metálica y por una cámara de compuertas que controla la admisión del agua a una tubería forzada. Estas tuberías tienen por fin llevar el agua desde las tomas hasta las turbinas de la central atravesando normalmente el cuerpo de la presa.

El agua, en la tubería forzada, transforma su energía potencial en cinética, es decir, adquiere velocidad, con lo cual al llegar a las máquinas actúa sobre los álabes del rodete de la turbina, haciéndolos girar y perdiendo parte de esta energía. El rodete de la turbina está unido por un eje al rotor del alternador que, al girar con los polos excitados por una corriente continua, induce una corriente alterna en las bobinas del estátor del alternador.

Una vez el agua ha cedido gran parte de su energía, es restituida al río, aguas abajo de la central, controlándose que la energía residual de la misma no destruya el lecho del río (mediante cuencos de amortiguación, colocación de dientes rompientes, etc.). Solidario con el eje de la turbina y del alternador, gira un generador de corriente continua, llamado *excitatriz*, utilizado para excitar los polos del rotor del alternador.

De esta forma, en los terminales del estátor aparece una corriente alterna de media tensión y alta intensidad. Esta corriente es convertida a continuación, mediante un transformador, en una corriente de baja intensidad y alta tensión para poder ser transportada en adecuadas condiciones físicas y técnicas (sin pérdidas) a los centros de consumo.

Normalmente una central dispone de más de un grupo turbina-alternador. El conjunto de turbinas suele estar alojado en una sala de máquinas o del edificio de la central propiamente dicho.

11.3.3 El parque hidroeléctrico español

A finales de los años 90, unas 900 centrales hidroeléctricas formaban el parque hidroeléctrico español. Estas centrales en servicio sumaban una potencia de unos 17.500 MW, lo que representaba el 24,9% de la potencia eléctrica total instalada. España es el cuarto país de la Unión Europea (UE) por su potencia hidroeléctrica instalada, por detrás de Francia, Italia y Suecia.

No obstante, y al revés de lo que ocurre generalmente con las centrales termoeléctricas clásicas y nucleares, en las centrales hidroeléctricas no existe una relación tan directa entre la potencia instalada y la producción de electricidad, ya que ésta no sólo depende de la primera, sino también, y muy directamente, del régimen de lluvias y del caudal de los ríos, es decir, de la disponibilidad de agua. Este problema es especialmente grave en España, con una pluviosidad muy irregular, que varía de forma acusada de unos años a otros y de unas zonas a otras del territorio nacional. La consecuencia inmediata es que los ríos no son en general, ni muy largos ni muy caudalosos.

De las centrales hidroeléctricas existentes en España, 36 disponen de una potencia individual superior a 100 MW y suman cerca de 11.000 MW, lo cual supone el 61,7 % de la potencia hidroeléctrica instalada.

Las mejores ubicaciones para la instalación de centrales hidroeléctricas han sido ya ocupadas por las centrales existentes, esto hace prever que en el futuro el desarrollo hidroeléctrico español pasará más por la calidad que por la cantidad. Este futuro podría centrarse en potenciar el papel cada vez más especializado que se encomienda a los aprovechamientos hidroeléctricos; hacer frente a las variaciones bruscas de la demanda eléctrica y suministrar energía en las “horas punta”. Esto se logrará mediante la ampliación, modernización y automatización de las centrales existentes, la recuperación o construcción de minicentrales eléctricas y, eventualmente, la instalación de nuevos grupos de bombeo.

Otra posibilidad pasa por la cada vez más creciente necesidad de agua, tanto para abastecer las grandes ciudades como para el riego de las zonas agrícolas. En este sentido, ya no sería la obtención de la electricidad la principal finalidad de la construcción de presas, sino el bien tan preciado del agua. Esto significaría un empuje para la construcción de nuevos embalses, aunque cabe advertir, eléctricamente hablando, que la construcción de centrales de este tipo en nuevos emplazamientos, podría entrar en conflicto con otras formas de utilización del suelo, resultando unos recursos hidráulicos con unos costes muy elevados que encarecerían notablemente la energía eléctrica obtenida.

11.3.4 Minicentrales hidroeléctricas

Las minicentrales hidroeléctricas suelen ser las centrales que no alcanzan potencias de 10000 kW, es decir de 10 MW. Estas centrales, que en el inicio de la industria eléctrica española, y en general de la mayor parte de países, fueron la base para la producción de electricidad en los pequeños núcleos urbanos, han recibido desde los inicios de los años 80 una especial atención por parte del sector eléctrico y de la administración.

A mediados de los años 90, en España existían 1400 MW de potencia instalados, con una generación aproximada de 5300 KWh. España ocupa el tercer puesto entre las naciones productoras de energía eléctrica mediante minicentrales hidroeléctricas, por detrás de Alemania y Francia.

Las minicentrales hidroeléctricas están condicionadas por las características del lugar de emplazamiento, influyendo la topografía del terreno en la obra civil y en la selección del tipo de máquina.

- Centrales de canal de riego o abastecimiento: Dentro de éstas se pueden distinguir dos tipos:
 - Con desnivel existente en el propio canal: se aprovecha mediante la instalación de una tubería forzada, que conduce el agua a la central, devolviéndola posteriormente al curso normal del canal.
 - Con desnivel existente entre el tramo y el curso de un río cercano: en este caso, la central se instala cercana al río aprovechándose las aguas excedentes en el canal.



Fig. 11.2 Minicentral hidroeléctrica fluyente

A la hora de realizar un proyecto de una minicentral hidroeléctrica y dependiendo del tipo de emplazamiento (que determinará el caudal y la altura del salto), se definirá la potencia a instalar, así como el tipo de miniturbina.

11.3.4.1 Tipos de miniturbinas

Existen varios tipos de miniturbinas, aunque las dos básicas son las siguientes:

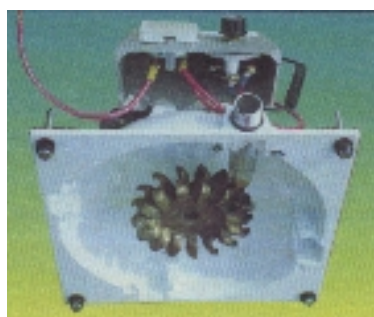
- De reacción: aprovechan la energía de presión del agua convirtiéndola a energía cinética en la turbina que acciona al alternador. Tanto en la entrada como en la salida aprovechan la altura disponible hasta el nivel de desagüe. Ejemplos de estas turbinas son las turbinas Francis y las turbinas Pelton.
- De acción: aprovechan la energía de presión del agua para convertirla en energía cinética en el estátor, aprovechando la altura disponible hasta el eje de la turbina. Son de este tipo de turbinas las Pelton.



Turbina Kaplan



Turbina Francis



Turbina Pelton

Fig. 11.3 Tipos de turbinas más utilizadas en los aprovechamientos hidroeléctricos

11.3.4.2 Ventajas e inconvenientes de las minicentrales hidroeléctricas

A modo de resumen, citaremos los motivos más significativos para potenciar las minicentrales:

- Aprovechamiento más racional de los ríos. Es decir, ríos que no pueden ser aprovechados por las grandes centrales, por lo costoso de sus infraestructuras o por el impacto medioambiental que éstas producirían son aprovechables con minicentrales sin mayores dificultades.
- Su instalación permite electrificar zonas alejadas de la red de distribución pública. Zonas, que sin ellas, quizás carecerían de esta energía, (potencias menores de 200 kW o 300 kW).
- La tecnología es más fácil de mejorar en este tipo de minicentrales, lo que augura unas perspectivas halagüeñas para estas instalaciones.

11.3.5 Centrales de bombeo

Estas centrales se diferencian de sus homologas clásicas desde el momento que disponen de dos embalses situados a diferente altura. En las horas del día en las que se registra una mayor demanda de energía eléctrica, las llamadas “horas punta”, la central de bombeo opera como una central hidroeléctrica convencional: el agua almacenada en el embalse superior, en su caída, hará girar el rodete de turbina asociada a un alternador.

Sin embargo, una vez realizada esta operación, el agua no es restituida de nuevo al río, como en las centrales hidroeléctricas convencionales, sino que permanece almacenada nuevamente por acción de una segunda presa situada en un embalse inferior. Esta operación, permite que durante las horas del día en las que la demanda de electricidad se encuentra en sus niveles más bajos (las horas valle) el agua almacenada en el embalse inferior puede ser bombeada al embalse superior para volver a realizar el ciclo productivo. Para ello, la central, o bien utiliza grupos motor-bombas, o bien dispone de turbinas reversibles, de modo que éstas actúan como bombas y los alternadores como motores en esta operación.

La energía empleada para realizar esta restitución del agua proviene de los excedentes de energía eléctrica producidos por las horas valle, ya que grandes centrales como las térmicas o nucleares proporcionan gran cantidad de energía, pero no son regulables. Así, en estos períodos de escasa demanda, y aun trabajando en sus mínimos técnicos, existen excedentes energéticos dados por estas centrales. Estos excedentes son aprovechados para bombear agua de la segunda presa a la primera, iniciándose de nuevo el ciclo.

En definitiva, las centrales de bombeo permiten aprovechar zonas con escasos recursos hídricos, y por tanto, en las que sería impensable la instalación de centrales hidroeléctricas convencionales, colaborando además a un mejor y más racional empleo de los recursos hidráulicos existentes.

11.3.5.1 Tipos de centrales de bombeo

Existen dos tipos básicos de centrales de bombeo según su funcionamiento:

- Centrales de bombeo puro: en este tipo de centrales es necesario bombear previamente el agua desde el embalse inferior hasta el superior, como condición indispensable para la producción de energía eléctrica.
- Centrales de bombeo mixto: en este tipo de centrales es posible la producción de energía indistintamente con o sin bombeo previo. Es decir, cuando hay excedentes de agua la central funcionará exclusivamente como una central convencional, utilizando solamente la presa superior, mientras que con déficits de agua la central funcionará como una central de bombeo puro, sin verter el agua al río, sino reteniendo la misma en la presa inferior.

España cuenta actualmente con veinticuatro centrales hidroeléctricas de bombeo. Dieciséis son centrales de bombeo mixto y suman un total de 2500 MW de potencia instalada; las otras ocho son de bombeo puro y suman otros 2500 MW de potencia; en total pues, la potencia instalada asciende a unos 5000 MW.

Las mayores centrales de bombeo mixto en nuestro país proporcionan potencias instaladas del orden de los 800 MW. Por su parte las centrales de bombeo puro, con potencias algo inferiores, alcanzan los 625 MW en alguna de sus mayores unidades.

11.3.6 Efectos medioambientales de las centrales hidroeléctricas

Desde siempre se ha considerado que las centrales hidroeléctricas son una alternativa limpia para la generación de energía eléctrica y en general así es. Sin embargo, la generación de energía eléctrica mediante los aprovechamientos hidráulicos no está exenta de determinados efectos ambientales lo que ha motivado, en los últimos años, el desarrollo de numerosos proyectos de investigación encaminados a reducir los efectos nocivos producidos sobre el medioambiente.

Normalmente en los cauces fluviales, la pendiente es inversamente proporcional al caudal, lo que acarrea que en los tramos superiores de los ríos predominen las centrales movidas por saltos de poco caudal y gran diferencia de cota, mientras que a medida que vamos descendiendo por el curso del río, resultan más adecuadas las centrales con mayores caudales y menores alturas de salto. Entre las primeras centrales, destacan las de agua fluyente y las de regulación, mientras que entre las segundas predominan las centrales de acumulación.

En las centrales de agua fluyente y de acumulación, los tramos de río afectados van desde la captación del agua hasta el salto. Los ríos, en estos tramos, pueden registrar un descenso de caudal, que en determinadas ocasiones puede llegar a suponer su total desecación. En tales extremos, las comunidades biológicas que habitan en el tramo de río regulado por la central se ven afectadas en mayor o menor medida por las oscilaciones del caudal. Aguas abajo de la central, las oscilaciones se producen cuando la instalación funciona en régimen discontinuo, debido a la escasez de recursos hidrológicos; sin embargo, estos pulsos suelen amortiguarse en una longitud de río relativamente corta. Por otra parte, también las laderas se ven afectadas durante la fase de construcción de las conducciones de captación, o de los viales de servicio, e incluso, por la propia central. Si estas instalaciones se encuentran en zonas montañosas con laderas de fuerte pendiente, y por tanto fácilmente erosionables, los efectos son más negativos que en zonas con colinas de menor pendiente. Por otra parte las tuberías del salto ejercen un impacto visual sobre el paisaje.

En las centrales de regulación, cuya misión es producir energía en horas de máxima demanda, el caudal de operación puede variar entre unos amplios márgenes, dependiendo de la demanda de energía. Las alteraciones de caudal producidos por este tipo de explotaciones puede producirse en intervalos de tiempo muy cortos, incluso de forma diaria. Estas modificaciones empobrecen las comunidades biológicas que habitan en el tramo de río afectado, ya que sólo algunas especies son capaces de adaptarse a estas condiciones tan cambiantes. En los lagos de montaña, también se producen en las centrales de bombeo oscilaciones bruscas de nivel y mezclas de agua a diferente temperatura. Las oscilaciones de nivel disminuyen la calidad del paisaje, afectando asimismo a las comunidades vegetales de los márgenes y riberas de los embalses.

En cuanto a las centrales de acumulación, al disponer de embalses capaces de almacenar una gran parte de la aportación anual del río mediante presas, se suceden una serie de procesos físicos y químicos que pueden alterar la calidad del agua. Lógicamente, estos problemas también se presentan en los embalses destinados a otros usos públicos del agua, ya que las instalaciones hidroeléctricas funcionan frecuentemente de forma conjunta.

En lo referente a la calidad del agua embalsada, el verano es la época más crítica ya que las aguas se estratifican térmicamente dificultando el transporte de oxígeno desde los niveles superficiales de la masa de agua hasta los más profundos. La ausencia de oxígeno propicia la aparición de sustancias tóxicas, y dado que las turbinas funcionan generalmente con aguas profundas, las aguas vertidas por el aprovechamiento hidroeléctrico suelen ser pobres en oxígeno, conteniendo asimismo sustancias contaminantes.

El movimiento del agua ocasionado por las turbinas también ocasiona anomalías en el ciclo térmico de los ríos que reciben las aguas en la época de estratificación térmica del embalse, puesto que si el agua vertida procede del fondo del embalse, el río aguas abajo recibe aguas más frías de lo que habitualmente le correspondería a la zona en época estival, modificándose altamente la fauna fluvial con la aparición de especies que corresponderían a climas más fríos.

Otros efectos ambientales de los embalses lo constituye el desequilibrio que generado en el transporte de materiales, la barrera que representan las presas para la migración de especies como los salmónidos, y la desecación temporal o permanente que pueden sufrir los cauces situados aguas abajo de los ríos.

Para paliar los efectos de las alteraciones excesivas de los caudales de los ríos, sobre todo en épocas estivales, se aplica el criterio del *caudal ecológico*, es decir, el caudal mínimo que debe circular por el cauce de un río para permitir el normal desarrollo de las poblaciones piscícolas que habitan en ese tramo. Mejorando además esta regulación, las características de los ríos y la calidad de vida de los asentamientos humanos próximos.

Finalmente, destacaremos por su importancia, tres fenómenos que afectan fundamentalmente a los embalses. Estos son: la eutrofización, el aterramiento y la estratificación térmica.

- La eutrofización es un fenómeno de enriquecimiento de las aguas de los embalses en nutrientes, especialmente en nitrógeno y fósforo, que determinan un aumento de su productividad. Ello conduce, en último término, a un deterioro de la calidad del agua por exceso de producción de algas en las capas más superficiales del embalse lo que se traduce en un exceso de consumo de oxígeno en las zonas más profundas del vaso, al producirse su descomposición. Este consumo excesivo de oxígeno puede llegar a provocar su agotamiento, impidiéndose el desarrollo de organismos en las capas más profundas de los embalses, además se favorece la acumulación de sustancias reducidas (amoníacos, sulfuros, manganesos, etc.), que dificultan el aprovechamiento del agua. Cuando el proceso de eutrofización se produce de forma natural, es muy lento y difícil de apreciar, pero si se le añaden los efectos de la actividad humana (agricultura, aguas residuales, etc.), este efecto se acelera de forma considerable.
- El aterramiento se debe a la retención de la carga sólida transportada por el agua en el embalse. La cantidad de sedimentos depositados depende del volumen y geometría del embalse. Así, mientras que en los grandes embalses se deposita prácticamente la totalidad de las partículas sólidas que penetran en el vaso, en los pequeños embalses, sólo una parte de estas partículas serán sedimentadas, lo que provoca que los materiales de granulometría más fina (limos y arcillas) puedan continuar, suspendidos por la corriente, aguas abajo. En general, los materiales más gruesos se depositan en la cabecera del embalse, mientras que los más finos se depositan en el interior del mismo. Este proceso de sedimentación se traduce en un aumento del poder erosivo del río aguas abajo del embalse y en una disminución del *limus* en las riberas, repercutiendo en la fauna piscícola al modificarse la aportación de los materiales usados por estas especies para la construcción de los frezaderos. Resulta por tanto imprescindible realizar un continuo análisis de la sedimentación que va a tener lugar en un embalse, efectuándose una previsión incluso en la fase previa a la construcción del embalse.
- Estratificación térmica: en la época estival coincidiendo con el aumento de la temperatura y una mayor radiación solar, se forman tres zonas verticales en los embalses: una superficial, más caliente y menos densa (epilimnion), otra profunda más fría y densa (hipolimnion) y otra intermedia (metalimnion) donde los parámetros se manifiestan según gradientes muy intensos que hacen de frontera entre las dos anteriores. Como consecuencia de la dificultad en el transporte vertical del

oxígeno desde las capas más profundas a las más superficiales (debido a estas variaciones de densidad y temperatura), la cantidad de oxígeno consumida en la oxidación de residuos orgánicos (tales como restos vegetales en el vaso del embalse) puede no ser repuesta, produciéndose un fuerte agotamiento del oxígeno, lo que conlleva la aparición de unas condiciones reductoras en las capas más profundas, que pueden dar lugar a procesos de sulfuración, desnitrificación, e incluso a la aparición de metano. Así, cuando sale el agua del embalse por los niveles más profundos (caso más habitual en las instalaciones con turbinas), su temperatura será más fría, con una menor concentración de oxígeno y con un contenido de arenas y gravas finas mucho menor que las que circularían si no existiera el embalse. La instalación de tomas de agua, depósitos de aireación y una buena gestión de las aguas permite en cierta medida disminuir estos efectos.

11.4 Las centrales termoeléctricas clásicas

Son las centrales más antiguas empleadas para la generación de energía eléctrica. Para esta generación de energía utilizan combustibles fósiles, pudiendo ser sólidos (carbón), líquidos (fuelóleo, u otros derivados del petróleo) y gases. Es decir, las centrales termoeléctricas clásicas o convencionales producen energía eléctrica a partir de la combustión del carbón, fuelóleo o gas en una caldera diseñada a tal efecto.

Se denominan *clásicas* o *convencionales* para diferenciarlas de otros tipos de centrales termoeléctricas (nucleares y solares, por ejemplo), las cuales, al igual que las clásicas, generan electricidad a partir de un ciclo termodinámico, pero mediante fuentes energéticas distintas y con tecnologías más recientes. Así, cuando hablemos de combustibles fósiles y calderas, nos estaremos refiriendo a centrales térmicas clásicas, mientras que si los combustibles son el uranio o el sol, y los términos tecnológicos los reactores o colectores solares, las centrales serán de nueva generación (nucleares, solares, etc.).

Las centrales térmicas convencionales, independientemente de tipo de combustible fósil utilizado (fuelóleo, carbón o gas), disponen de un esquema de funcionamiento similar. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado a la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varía según el tipo de combustible empleado.

Por tanto, todas las centrales térmicas clásicas poseen, dentro del propio recinto de la planta, de sistemas de almacenamiento de combustible (parque de carbón, depósitos de fuelóleo, etc.) que aseguran la disponibilidad permanentemente de una adecuada cantidad de materia prima.

Como las materias primas son diferentes, según el tipo de central, también las zonas de recepción y almacenamiento disponen de características particulares, así podemos hallar:

- Centrales termoeléctricas con combustibles sólidos: en estas centrales, el mineral (hulla, antracita, lignito...) está almacenado en los parques adyacentes a la central, desde donde es conducido, mediante cintas transportadoras, a los molinos. Estos molinos trituran el mineral, pulverizándolo hasta quedar convertido en polvo, a fin de facilitar su combustión. De los molinos, el mineral pulverizado es enviado a la caldera de la central, mediante cintas transportadoras, e inyectado en su interior mediante chorros de aire precalentado. Finalmente, en la caldera, unos quemadores aptos para la combustión de sólidos pulverizados realizarán su conversión en calor.
- Centrales termoeléctricas con combustibles líquidos: en estas centrales el combustible, normalmente fuelóleo, es almacenado en depósitos para líquidos. El transporte hacia la caldera se efectúa mediante un sistema de tuberías. Finalmente es precalentado para que fluidifique, e

inyectado, con una temperatura y presión adecuadas, en el interior de la caldera, donde unos quemadores adaptados a este fluido líquido producirán su combustión.

- Centrales termoeléctricas de gas: en este tipo de centrales el almacenamiento se realizará en depósitos herméticos a presión. Para el transporte hacia la caldera se utilizarán tuberías adecuadas para gases. Finalmente, antes de entrar en la caldera, se proporcionará al gas las condiciones de presión y temperaturas más acordes para, con los quemadores concebidos especialmente para quemar dicho combustible, obtener el máximo rendimiento energético.
- Centrales mixtas: por último, existen centrales termoeléctricas cuyo diseño permite quemar indistintamente varios tipos de combustibles fósiles (carbón o gas, carbón o fuelóleo, etc.). Reciben el nombre de centrales termoeléctricas mixtas o policomcombustibles. Su rendimiento no es tan grande como las anteriores, pero su versatilidad compensa su utilización.

Una vez en la caldera, la acción de los quemadores da lugar a la combustión del carbón, del fuelóleo o del gas, generando así energía calorífica. Esta energía convierte a su vez, en vapor de agua a alta temperatura, el agua que circula por una extensa red formada por cientos de tubos que tapizan las paredes de la caldera. Este vapor entra a gran presión en la turbina de la central, la cual consta de tres cuerpos: uno de alta presión, uno de media presión y uno de baja presión, unidos por un mismo eje.

La constitución de los tres cuerpos de la turbina, difiere en función de la presión del vapor que a ellos accede. En el primer cuerpo, el de alta presión, hay centenares de álabes o paletas de pequeño tamaño. El cuerpo a media presión posee aún centenares de álabes, pero de mayor tamaño. Finalmente el cuerpo a baja presión, dispone de un menor número de álabes aunque de mayor tamaño que los precedentes. El objetivo de esta triple disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que éste va perdiendo energía a medida que avanza por los cuerpos de la turbina.

Las minúsculas gotas de agua en suspensión que transporta el vapor una vez en el interior de las turbinas, podrían ser lanzadas a gran velocidad contra los álabes, actuando como proyectiles y erosionando las paletas hasta dejarlas inservibles. Para evitar este fenómeno, y antes de entrar en la turbina, se disponen deshumidificadores que eliminan gran parte de la humedad del vapor, entrando el mismo seco en la cámara de la turbina.

Una vez en la turbina, el vapor de agua a presión hace girar los álabes, generando energía mecánica. A su vez, el eje que une a los tres cuerpos de la turbina hace girar un alternador, produciendo energía eléctrica. Ésta es enviada a la red de transporte con alta tensión y baja intensidad gracias al concurso de un transformador.

Una vez debilitada la presión del vapor, éste puede ser enviado a unos condensadores donde es enfriado y convertido de nuevo en agua. Finalmente, el agua es conducida de nuevo a los tubos que tapizan las paredes de la caldera, con lo cual el ciclo productivo vuelve a iniciarse. En muchas centrales termoeléctricas, el calor residual del vapor enfriado en los condensadores no se desprecia, utilizándose para las instalaciones de calefacción o agua caliente sanitaria.

La mayor parte de las centrales termoeléctricas disponen de torres de refrigeración, que mediante un circuito cerrado recogen el agua de refrigeración, calentada al enfriarse el vapor de agua en los condensadores. Estas torres disponen de unas rejillas por las que se distribuye el agua en minúsculas gotas. Por convección, se produce un tiro de aire frío en el interior de la chimenea en sentido ascendente, mientras que las gotas de agua de refrigeración van en sentido descendente. Como resultado, se produce un enfriamiento del agua que es recogida en la parte inferior de la torre, mientras

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. 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 criptón 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:

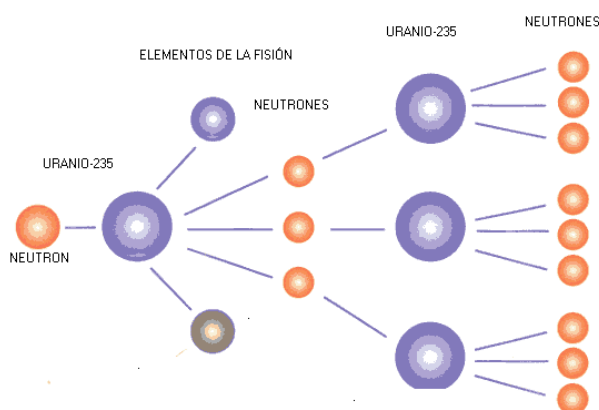


Fig. 11.5 Funcionamiento de una central clásica nuclear de fisión

- 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 cuánto 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 encontrarnos? 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 es 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·mes·(euros/(kW)) (A)
- Término de energía (Te): kW consumidos·(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 $\leq 770 \text{ W}$
- 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 $\leq 15 \text{ kW}$
- Sin complementos, excepto:
 - Discriminación horaria en tarifa nocturna tipo 0
 - Energía reactiva: aplicable sí, $\cos\phi < 0.8$
- **Tarifa 2.0 Nocturna**

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

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

- **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.
- $F(\text{factura}) = \text{kW} \cdot T_p + \text{kW/h} \cdot T_e$ ($T_p=0.324907$, $T_e=0.075402$)
- 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 ($V > 1\text{kV}$)

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	$n = 1$ $1\text{kV} \leq U \leq 36\text{kV}$
• $m = 2$ media utilización	$n = 2$ $36\text{kV} \leq U \leq 72.5\text{kV}$
• $m = 3$ larga utilización	$n = 3$ $72.5\text{kV} \leq U \leq 145\text{kV}$
	$n = 4$ $U \geq 145\text{kV}$

- 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 riegos agrícolas 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:

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

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 ≤ 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, 1/2ª,1/2JL,1/2S,O y 1/2N)	80
Medio(1/2ª,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 ($\cos \varphi$)

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

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

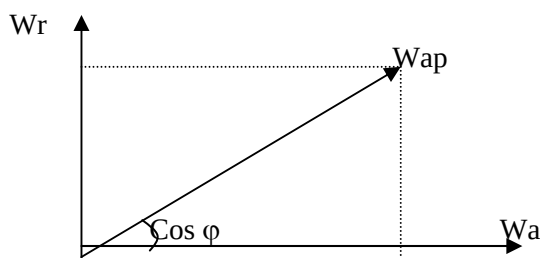


Fig. 12.1 Energías en corriente alterna

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

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

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 el 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 $\cos \varphi \geq 0.55$. 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 $\cos \varphi$ 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 $\cos \varphi < 0.8$.

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 ($\cos \varphi$) y los recargos o bonificaciones que ello implica.

Tabla 12.7 Recargos o bonificaciones en función del factor de potencia

Cos φ	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 maxímetros y contratadas dos potencias, una para las horas valle y otra para las horas punta más llano.

En resumen::

- Dos potencias contratadas y dos maxímetros
- 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 maxímetros
- 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

$$\begin{aligned} \text{Si } P_2 - P_1 < 0 &\rightarrow 0 \quad \text{y} \quad P_2 - P_1 \rightarrow P_3 - P_1 \\ \text{Si } P_3 - P_2 < 0 &\rightarrow 0 \end{aligned}$$

- **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 maxímetro
- 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 beneficiarán 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.

$$kW = A \left[\frac{\text{ptas}}{\frac{kW}{\text{mes}}} \right] \quad kWh = B \left[\frac{\text{ptas}}{kWh} \right]$$

• **Tarifa 2.0**

Datos:

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

Resolución:

1.- Término de potencia (Tp):

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

2.- Término de energía (Te):

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

3.- Impuesto sobre la electricidad:

$$Ie = 4,8641.05113 \cdot (Tp + Te) =$$

4.- IVA:

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

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

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):

$$40kW \cdot A \left[\frac{\frac{ptas}{kW}}{mes} \right] 1mes = 40 \cdot A (ptas)$$

2.- Término de energía (Te):

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

3.- Complemento por energía reactiva:

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

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

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

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

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

5.- Impuesto sobre la electricidad:

$$Ie = 4,8641.05113 \cdot (Tp + Te + C_R + C_H) en\% =$$

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):

$$40kW \cdot A \left[\frac{\frac{ptas}{kW}}{mes} \right] 1mes = 40 \cdot A (ptas)$$

2.- Término de energía (Te):

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

3.- Complemento por energía reactiva:

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

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

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

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

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

5.- Impuesto sobre la electricidad:

$$Ie = 4,8641.05113 \cdot (Tp + Te + C_R + C_H) en\% =$$

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 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):

$$8.8kW \cdot A \left[\frac{\frac{ptas}{kW}}{mes} \right] \cdot 2meses = 17.6 \cdot A(ptas)$$

2.- Término de energía (Te):

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

$$1.700kWh \cdot C \left(\frac{ptas}{kwh..noche} \right) = 1.700 \cdot C$$

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

3.- Impuesto sobre la electricidad:

$$Ie = 4,8641.05113 \cdot (Tp + Te)en\% =$$

4.- 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 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):

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

$$Tp = 80kW \cdot A \left[\frac{\frac{ptas}{kW}}{mes} \right] \cdot 1mes = 80 \cdot A(ptas)$$

2.- Término de energía (Te):

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

3.- Complemento por energía reactiva:

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

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

Bonificación: $C_R = -1.34\%(Tp + Te) = -Energía..reactiva$

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

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

5.- Impuesto sobre la electricidad:

$$Ie = 4,8641.05113 \cdot (Tp + Te + C_R + C_H) en\% =$$

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.

• Ejemplo de cálculo del modo 2. Con maxímetro

Si disponemos de una potencia de contratación $P_c = 100$ kW, siendo las lecturas mensuales del contador de maxímetro, 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: $P_f = P_m = 100 \text{ kW}$.
- *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: $P_f = P_m = 90 \text{ kW}$.
- *Marzo*: la P_m es menor a la P_c , pero pasa lo mismo que en el mes de febrero, por tanto: $P_f = P_m = 85 \text{ kW}$.
- *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: $P_f = 0.85 \cdot 100 = 85 \text{ kW}$.
- *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: $P_f = 0.85 \cdot 100 = 85 \text{ kW}$.
- *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: $P_f = P_m = 105 \text{ kW}$.
- *Julio*: la P_m es superior a la P_c , y también al $+105\%$ de la P_c , por lo que:

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

- *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:

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

- *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: $P_f = P_m = 95 \text{ kW}$.
- *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: $P_f = P_m = 85 \text{ kW}$.
- *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: $P_f = P_m = 90 \text{ kW}$.
- *Diciembre*: la P_m es igual a la P_c , por tanto: $P_f = P_m = 100 \text{ kW}$.

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 maxímetro, 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.

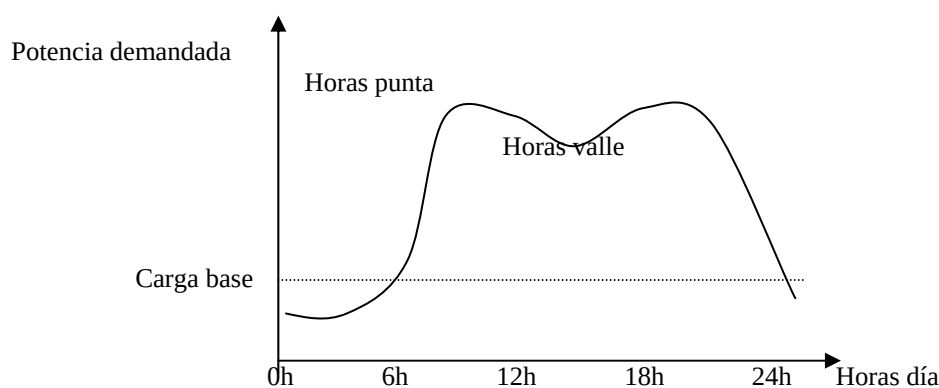


Fig. 13.1 Curva de carga diaria de un sistema convencional de potencia

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.

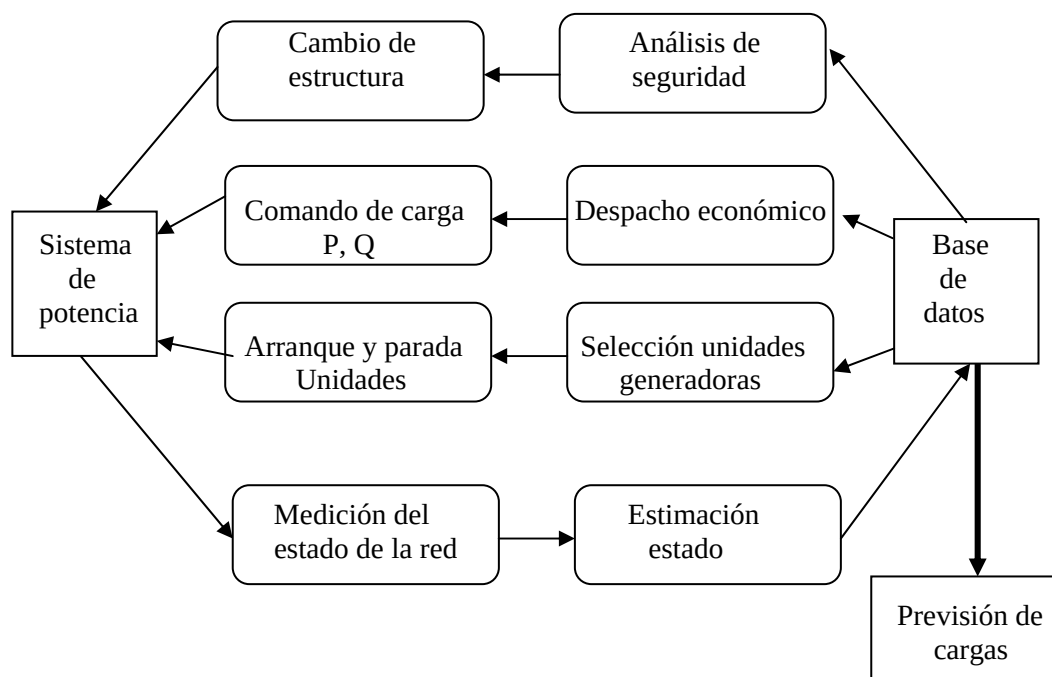


Fig. 13.2 Funciones básicas de control en un sistema de potencia

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.

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

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.

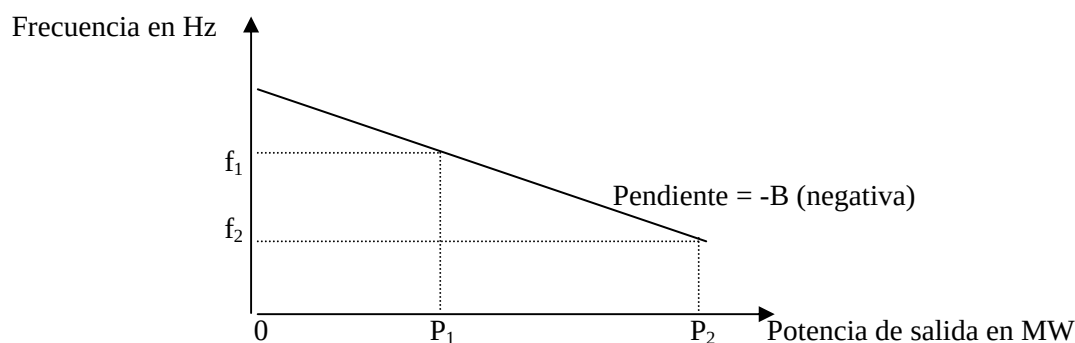


Fig. 13.3 Característica de control de velocidad-gobernador de una unidad generadora

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.

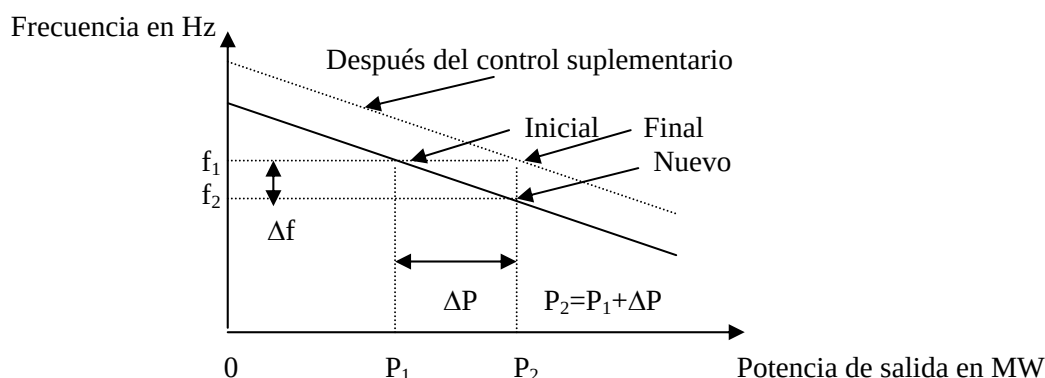


Fig. 13.4 Incremento, antes y después, en la carga y control suplementario

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:

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

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 $P_2 = P_1 + \Delta P$, (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 $f_2 = f_1 + \Delta f$. De acuerdo con la pendiente de la característica velocidad-salida dada por la ecuación anterior, el cambio de frecuencia (en Hz) es:

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

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_1 , 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 ΔP 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 Δf , en Hz. Los cambios correspondientes en las salidas de las unidades están dados por las siguientes ecuaciones:

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

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

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

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

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

Siendo el cambio en frecuencia del sistema:

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

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

$$\Delta P_i = \frac{\frac{S_{Ri}}{R_i}}{\left(\frac{S_{R1}}{R_1} + \dots + \frac{S_{Ri}}{R_i} + \dots + \frac{S_{RK}}{R_K}\right)} \Delta P_{..}(MW) \quad [13.9]$$

Esta ecuación combina las salidas adicionales de las otras unidades para satisfacer el cambio de carga del sistema ΔP . 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

gobernadores de velocidad, es posible llevar a todas las unidades del sistema a la frecuencia deseada f_1 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.

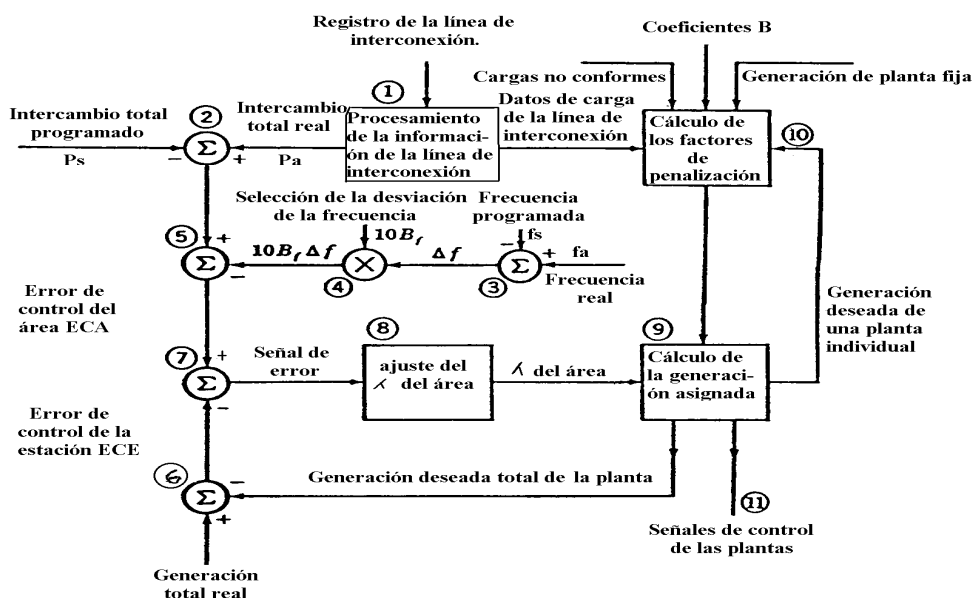


Fig. 13.5 Diagrama de los bloques con la operación de control por ordenador de un área

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 Δf , 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 $10 \cdot \Delta f$ para obtener un valor en megavatios que se llama *sesgo de frecuencia* ($10 \cdot B_f \cdot \Delta f$).

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 ($10 \cdot B_f \Delta f$) que se suma 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 λ (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 $\delta P_L / \delta P_{gi}$, 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.

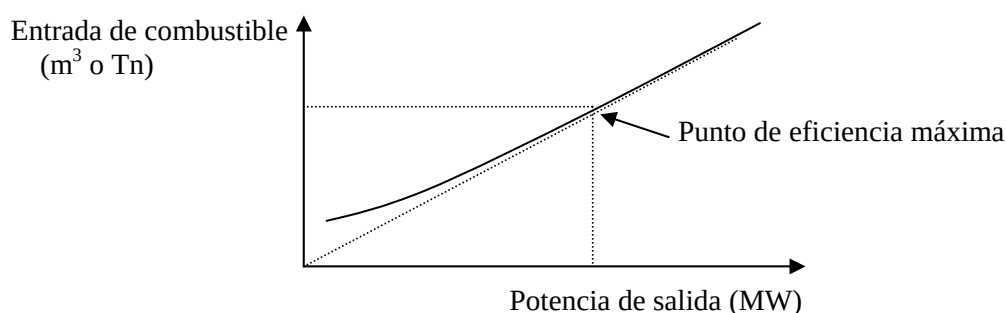


Fig. 13.6 Curva de entrada-salida para una unidad generadora térmica

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:

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

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.

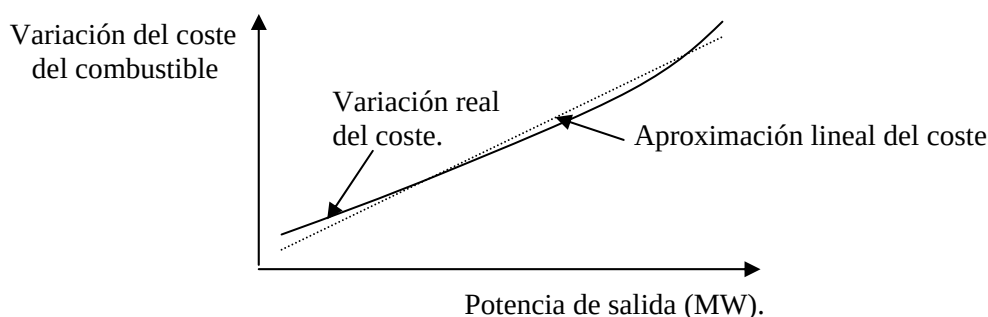


Fig. 13.7 Variación del coste de combustible con respecto a la salida de potencia

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:

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

En esta ecuación cada término representa un valor determinado:

- $\delta C / \delta P$ = 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:

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

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:

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

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

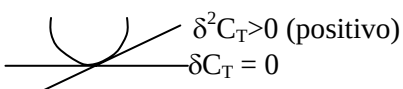
Donde:

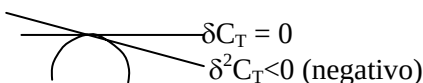
- C_T = coste total de la central
- C_i = coste de cada unidad en funcionamiento
- $P_T = P_R$ = potencia total de la central, que coincide al no existir pérdidas, con la potencia de los consumidores
- P_i = potencia de cada unidad en funcionamiento

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

- $\delta^2 C_T > 0$, entonces estamos delante de un mínimo: 

- $\delta^2 C_T < 0$, 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:

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

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).

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

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:

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

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

$$\frac{\partial C_T}{\partial P_1} = \frac{\partial C_T}{\partial P_2} = \dots = \frac{\partial C_T}{\partial P_K} = \lambda \quad [13.21]$$

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:

$$\frac{dC_1}{dP_1} = 2.5P_1 + 500 \dots \left[\frac{\text{ptas}}{\text{MWh}} \right]$$

$$\frac{dC_2}{dP_2} = 3P_2 + 400 \dots \left[\frac{\text{ptas}}{\text{MWh}} \right]$$

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:

$$\lambda_1 = \frac{dC_1}{dP_1} = 2.5P_1 + 500 = 2.5 \cdot 20 + 500 = 550 \left[\frac{\text{ptas}}{\text{MWh}} \right]$$

$$\lambda_2 = \frac{dC_2}{dP_2} = 3P_2 + 400 = 3 \cdot 20 + 400 = 460 \left[\frac{\text{ptas}}{\text{MWh}} \right]$$

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:

$$\lambda_1 = \frac{dC_1}{dP_1} = 2.5P_1 + 500 = 2.5 \cdot 20 + 500 = 550 \left[\frac{\text{ptas}}{\text{MWh}} \right]$$

$$\lambda_2 = \frac{dC_2}{dP_2} = 3P_2 + 400 = 3 \cdot 30 + 400 = 490 \left[\frac{\text{ptas}}{\text{MWh}} \right]$$

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:

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

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° (MW)	Salida unidad 2° (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:

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

Aparte de las ya conocidas:

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

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:

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

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

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:

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

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:

$$\lambda_1 = \frac{dC_1}{dP_1} = 2.5 \cdot P_1 + 500 \Rightarrow \int_1^2 dC_1 = \int_1^2 (2.5 \cdot P_1 + 500) dP_1 \Rightarrow C_1 = \left[1.25 \cdot P_1^2 + 500P_1 \right]_1^2$$

$$\lambda_2 = \frac{dC_2}{dP_2} = 3 \cdot P_2 + 400 \Rightarrow \int_1^2 dC_2 = \int_1^2 (3 \cdot P_2 + 400) dP_2 \Rightarrow C_2 = \left[1.50 \cdot P_2^2 + 400P_2 \right]_1^2$$

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)

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

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

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:

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

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:

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

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:

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

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

Finalmente, despejando λ de la ecuación anterior, obtenemos:

$$\lambda = P_T \left(\frac{A_1 A_2}{A_1 + A_2} \right) + \left(\frac{B_1 A_2 + B_2 A_1}{A_1 A_2} \right) \left(\frac{A_1 A_2}{A_1 + A_2} \right) =$$

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

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).

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

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, $\cos \varphi_1$ y $\cos \varphi_2$ respectivamente, y si las tensiones en las barras son V_1 y V_2 , tendremos:

$$|I_1| = \frac{P_1}{\sqrt{3}|V_1|\cos \varphi_1} \quad y \quad |I_2| = \frac{P_2}{\sqrt{3}|V_2|\cos \varphi_2} \quad [13.31]$$

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

$$P_L = P_1^2 \frac{R_a + R_c}{|V_1|^2 \cos^2 \varphi_1} + 2P_1P_2 \frac{R_c}{|V_1||V_2|\cos \varphi_1 \cos \varphi_2} + P_2^2 \frac{R_b + R_c}{|V_2|^2 \cos^2 \varphi_2} =$$

$$P_L = P_1^2 B_{11} + 2P_1P_2 B_{12} + P_2^2 B_{22} \quad [13.32]$$

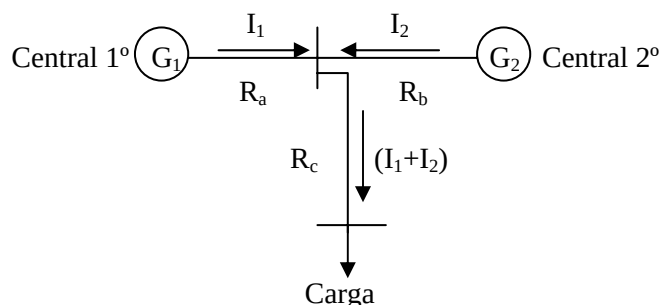


Fig. 13.8 Sistema simple constituido por dos centrales generadoras conectadas a una carga

Donde

$$B_{11} = \frac{R_1 + R_3}{|V_1|^2 \cos^2 \varphi_1} \quad B_{22} = \frac{R_2 + R_3}{|V_2|^2 \cos^2 \varphi_2} \quad B_{12} = \frac{R_3}{|V_1|^2 |V_2|^2 \cos \varphi_1 \cos \varphi_2} \quad [13.33]$$

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 la 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:

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

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

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

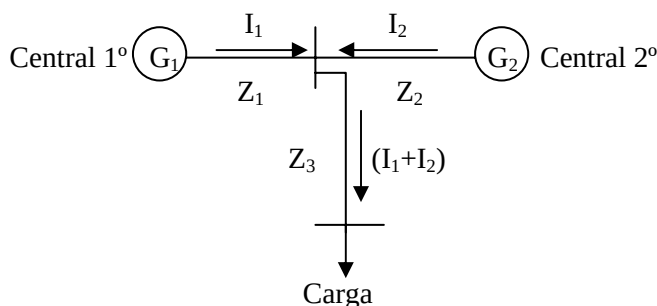


Fig. 13.9 Esquema propuesto para el problema

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:

$$B_{11} = \frac{R_1 + R_3}{|V_1|^2 \cos^2 \varphi_1} = \frac{19.36 + 9.68}{(231.4)^2 \cos^2 8.74^\circ} = 5.55 \cdot 10^{-4} \text{ MW}^{-1}$$

$$B_{22} = \frac{R_2 + R_3}{|V_2|^2 \cos^2 \varphi_2} = \frac{14.52 + 9.68}{(226.2)^2 \cos^2 5.36^\circ} = 4.77 \cdot 10^{-4} \text{ MW}^{-1}$$

$$B_{12} = \frac{R_3}{|V_1|^2 |V_2|^2 \cos \varphi_1 \cos \varphi_2} = \frac{9.68}{231.4 \cdot 226.2 \cdot \cos 8.74^\circ \cdot \cos 5.36^\circ} = 1.88 \cdot 10^{-4} \text{ MW}^{-1}$$

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:

$$P_{G1} = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 \cdot \sqrt{3} = 231439 \cdot 262.4 \cdot \cos(8.74^\circ - 0^\circ) \cdot \sqrt{3} = 103.96 \text{ MW}$$

$$P_{G2} = U_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi_2 \cdot \sqrt{3} = 226225 \cdot 209.92 \cdot \cos(5.36^\circ - 0^\circ) \cdot \sqrt{3} = 81.9 \text{ MW}$$

- **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.

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

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

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

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

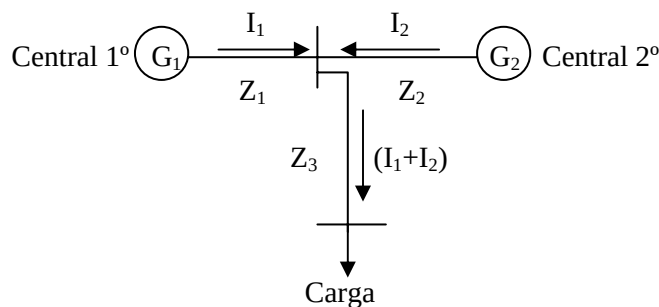


Fig. 13.10 Esquema propuesto para el problema

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:

$$P_{G1} = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 \cdot \sqrt{3} = 51MW$$

$$P_{G2} = U_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi_2 \cdot \sqrt{3} = 40.5MW$$

b) Las potencias entregadas son:

$$P_{G1} = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 \cdot \sqrt{3} = 51MW$$

$$P_{G2} = U_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi_2 \cdot \sqrt{3} = 135.1MW$$

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:

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

Multiplicando por λ y restando estas dos últimas expresiones, tendremos:

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

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:

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

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

$$\sum_{n=1}^k \frac{\partial C_T}{\partial P_n} dP_n - \lambda \cdot \sum_{n=1}^k dP_n + \lambda \cdot \sum_{n=1}^k \frac{\partial P_L}{\partial P_n} dP_n = 0 \quad [13.43]$$

Esta ecuación se logra siempre que:

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

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:

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

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

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

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

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

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:

$$B_{11} = \frac{\sum_k R_k \frac{I_{k1}}{I_L}}{|V_1|^2 \cos^2 \varphi_1} \quad B_{22} = \frac{\sum_k R_k \frac{I_{k2}}{I_L}}{|V_2|^2 \cos^2 \varphi_2} \quad [13.51]$$

$$B_{12} = \frac{\cos(\varphi_1 - \varphi_2) \sum_k R_k \frac{I_{k2}}{I_L} \frac{I_{k1}}{I_L}}{|V_1|^2 |V_2|^2 \cos \varphi_1 \cos \varphi_2} \quad [13.52]$$

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

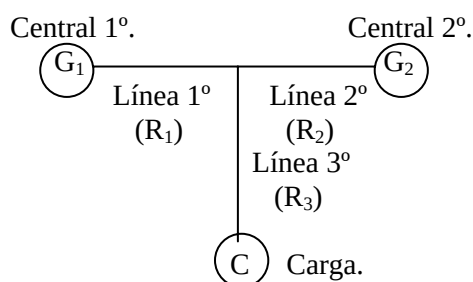


Fig. 13.11 Sistema con dos centrales generadoras

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

$$B_{11} = \frac{R_1 + R_3}{|V_1|^2 \cos^2 \varphi_1} \quad B_{22} = \frac{R_2 + R_3}{|V_2|^2 \cos^2 \varphi_2} \quad B_{12} = \frac{R_3}{|V_1|^2 |V_2|^2 \cos \varphi_1 \cos \varphi_2} \quad [13.53]$$

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 x 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:*

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

- **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:

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

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:

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

Y los factores de penalización quedarán como sigue:

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

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:

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

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:

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

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

$$\int_{100}^{170} (1.4 P_1 + 820) dP_1 = \left[\frac{1.4}{2} P_1^2 + 820 P_1 \right]_{100}^{170} =$$

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:

$$- \int_{100}^{51} (2.8 P_2 + 920) dP_2 = \left[\frac{2.8}{2} P_2^2 + 920 P_2 \right]_{100}^{51} =$$

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 $\partial P_L / \partial P_n$, 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 $\partial P_L / \partial P_n$, 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:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_n} = \sum_{j=1}^k \frac{\partial P_L}{\partial \mathcal{G}_j} \frac{\partial \mathcal{G}_j}{\partial P_n} \quad [13.54]$$

Donde θ_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:

$$\frac{\partial P_n}{\partial \theta_j} = 2 \sum_{k=1}^k |V_j| |V_k| G_{jk} \sin(\theta_k - \theta_j) \quad [13.55]$$

Donde G_{jk} es la parte real de K_{jk} de la matriz de admitancias de barra. Es muy dificultoso expresar $\delta\phi_j / \delta P_n$ (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 $\delta\phi_j / \delta P_n$ expresan un cambio en el ángulo de fase del voltaje ϕ_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 ϕ_j y se determinan las relaciones de cambio en ángulo de fase en función del cambio en la entrada de la central $\Delta\phi_j / \Delta P_n$ 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:

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

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

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

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 $10B_f \Delta f$), 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 λ)?
- 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 Constante de Faraday Constante de Rydberg	K = R/N F = N·e R _∞	1,38·10 ⁻²³ J/°K 9,6485·10 ⁴ C 1,097·10 ⁷ m ⁻¹
Constante de la gravitación universal (de Cavendish) Constante universal de los gases	G R	6,67·10 ⁻¹¹ Nm ² /kg ² 8..314 J/mol·K 1=1,9872 kcal/mol·k
Electrón: Carga eléctrica Masa	q _e m _e	1,602·10 ⁻¹⁹ C 9,1091·10 ⁻³¹ kg
Número de Avogadro	N _A	6,023·10 ²³ partículas/mol
Neutrón: Carga eléctrica Masa	q _n m _n	Cero 1,6750·10 ⁻²⁷ kg
Permitividad del vacío	ε ₀	8,8542·10 ⁻¹² C ² /Nm ² = $= \frac{1}{4\pi \cdot 9 \cdot 10^9} \text{ C}^2/\text{Nm}^2$
Permeabilidad del vacío	μ ₀	4π·10 ⁻⁷ N/A ² = 4π·10 ⁻⁷ Ns ² /C ²
Protón: Carga eléctrica Masa	q _p m _p	1,602·10 ⁻¹⁹ C 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 Protón Electrón Partícula alfa	${}^1_0n = 1,008982 \text{ uma}$ ${}^1_1p = 1,007593 \text{ uma}$ ${}^0_{-1}e = 5,4876 \cdot 10^{-4} \text{ uma}$ ${}^4_2He = 4,002603$
Energía de un fotón	E = hf
Factores de conversión masa-energía Factor de conversión de la energía (electronvolt) Factor de conversión de la masa (unidad masa atómica)	1 uma=931,162 MeV ; 1 kg=5,60999·10 ²⁹ MeV 1 eV = 1,6021892·10 ⁻¹⁹ J 1 uma = 1,6605655· 10 ⁻²⁷ kg

ANEXO II. Resistividad (ρ), coeficiente de temperatura (α), punto de fusión ($^{\circ}\text{C}$) y densidad (δ) de diversos materiales y aleaciones

Metales

Material	Composición	Resistividad ρ a 20 $^{\circ}\text{C}$ ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)	Coeficiente de temp. $\alpha(^{\circ}\text{C}^{-1})$	Punto de fusión aprox. ($^{\circ}\text{C}$)	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 $\pm$ 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	$\pm$ 0,00002	1.210	8,9
Copel (2)	Ni 43% + Cu	0,477	$\pm$ 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	$\pm$ 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

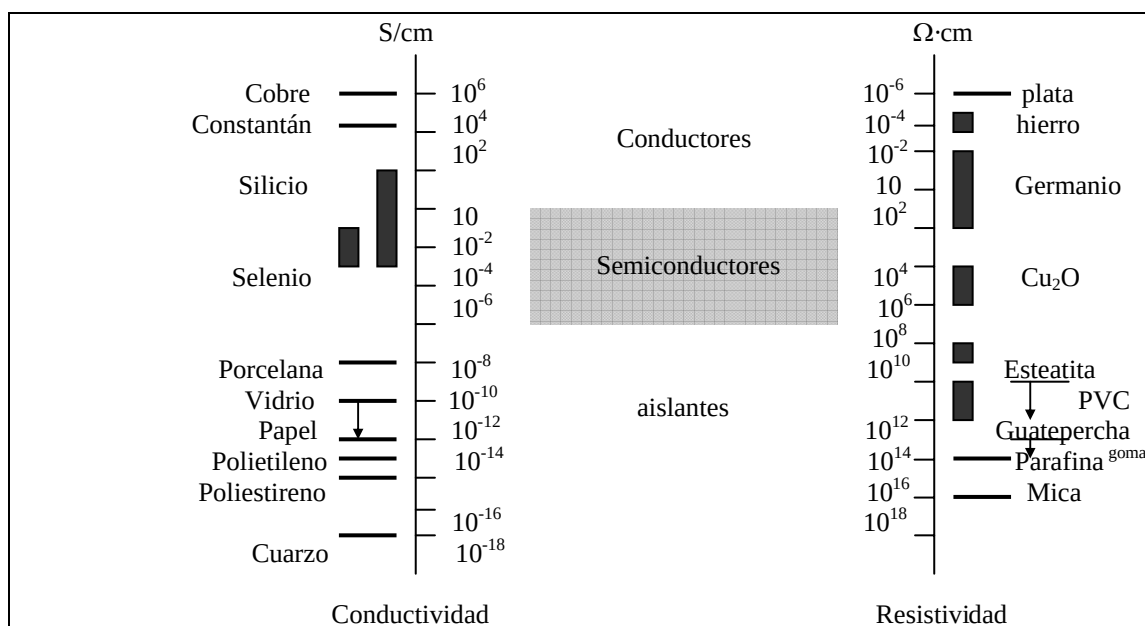


Tabla III.II. Coeficientes de resistividad de líquidos y sólidos aislantes más usuales

Aislante	Resistividad ($\text{M}\Omega \text{ cm}$)	($\times 10^6$) $\Omega \cdot \text{cm}$	($\times 10^{-4}$) $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
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 ($\text{M}\Omega \text{ cm}$)	($\times 10^6$) $\Omega \cdot \text{cm}$	($\times 10^{-4}$) $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
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	$8 \cdot 10^6$	$8 \cdot 10^{12}$	$8 \cdot 10^8$
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	θ	$\theta = I$ $\theta = \phi \cdot R_m$	A (amperio)	A AW(amperio-vuelta)	A AW
Flujo magnético	ϕ	$\phi = B \cdot A$ $\phi = \theta / R_m$	Wb (weber) Vs (voltio-segundo)	Vs Wb	M (maxwell)
Inducción magnética	B	$B = \phi / A$ $B = \mu \cdot H$	T(tesla) Wb/m ² Vs/m ²	Vs/cm ² Wb/cm ²	M/cm ² G (gauss)
Reluctancia magnética	R_m	$R_m = \frac{l}{\mu A}$ $R_m = \frac{\theta}{\phi}$	$\frac{1}{H}$ $\frac{A}{Vs}$	$\frac{A}{Vs}$ $\frac{1}{H}$	$\frac{A}{G \cdot cm^2}$
Permeabilidad	μ	$\mu = \frac{B}{H}$	$\frac{H}{m}$ $\frac{Vs}{Am}$	$\frac{Vs}{A \cdot cm}$ $\frac{A}{cm}$	$\frac{G \cdot m}{A}$
Intensidad de campo magnético	H	$H = \frac{B}{\mu}$ $H = \frac{\sigma}{l}$	$\frac{A}{m}$	$\frac{A}{cm}$ $\frac{AW}{cm}$	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	1 H/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 · 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.	26×3,442	54×3,084	54×2,822	54×3,376
Acero; mm.	7×2,677	7×3,084	7×2,822	7×3,376
Secciones: Aluminio; mm ² .	241,68	402,84	337,74	483,42
Acero; mm ² .	39,42	52,26	43,81	62,64
Total; mm ² .	281,10	455,10	381,55	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.	666,6	1.115	934,6	1.338
Acero; Kg/Km.	308	407	342,2	488
Total; Kg/Km.	974,6	1.522	1.276,8	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
Coeficiente 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; Ω/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

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

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
Simples	$r_{eq} = r$
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 ($X_{Lk} = w \cdot L_k$) Ω/km

Fases	Coeficiente de autoinducción en H/Km
Simples	$L_k = \left[0,5 + 4,6 \lg \frac{D}{r} \right] 10^{-4}$
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
Simples	$C_k = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{r}} 10^{-9}$
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
$\bar{A} = \cosh \bar{\Theta}$	$A = \rho_{(\cosh \vartheta)}$	$\beta_A = \beta_{(\cosh \vartheta)} = \arctan \frac{a''}{a'}$	$a' = A \cos \beta_{\bar{A}}$	$a'' = A \sin \beta_{\bar{A}}$
$\bar{B} = \bar{Z}_c \sinh \bar{\Theta}$	$B = Z_c \rho_{(\sinh \vartheta)}$	$\beta_B = \beta_{\bar{Z}_c} + \beta_{(\sinh \vartheta)} = \arctan \frac{b''}{b'}$	$b' = B \cos \beta_{\bar{B}}$	$b'' = B \sin \beta_{\bar{B}}$
$\bar{C} = \frac{1}{\bar{Z}_c} \sinh \bar{\Theta}$	$C = \frac{1}{Z_c} \rho_{(\sinh \vartheta)}$	$\beta_{\bar{C}} = \beta_{(\sinh \vartheta)} - \beta_{\bar{Z}_c} = \arctan \frac{c''}{c'}$	$c' = C \cos \beta_{\bar{C}}$	$c'' = C \sin \beta_{\bar{C}}$
$\bar{D} = \bar{A}$	$D = A$	$\beta_{\bar{D}} = \beta_{\bar{A}}$	$d' = a'$	$d'' = a''$

VII.I Fórmulas para la obtención de las constantes auxiliares

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

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

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

$$\begin{aligned}\bar{A} = \bar{D} &= (a' + ja'') = \left[1 + \frac{\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L}{2} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^2}{4} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^3}{6} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^4}{8} + \dots \right] \\ \bar{B} &= (b' + jb'') = \bar{Z}_L \left[1 + \frac{\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L}{3} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^2}{5} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^3}{7} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^4}{9} + \dots \right] \\ \bar{C} &= (c' + jc'') = \bar{Y}_L \left[1 + \frac{\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L}{3} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^2}{5} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^3}{7} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^4}{9} + \dots \right]\end{aligned}$$

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**

$$\bar{\Theta}_C = \sqrt{\bar{Z}_{LÍNEA} \cdot \bar{Y}_{LÍNEA}} \quad \text{En radianes.} \quad \bar{\Theta}_{GRADOS} = \frac{360^\circ}{2\pi} (\Theta_c' + j\Theta_c'') = \frac{360^\circ}{2\pi} \sqrt{\bar{Z}_{LÍNEA} \cdot \bar{Y}_{LÍNEA}} = \text{en. grados.}$$

- **Potencia característica**

$$P_C = \frac{U_{LÍNEA}^2}{Z_c} \quad \text{Siendo el valor de la tensión, sólo en módulo: } \bar{U}_{LÍNEA} = \bar{V}_{FASE} \cdot \sqrt{3}$$

VII.II. Comprobación de las constantes auxiliares

1. $\bar{A} - \bar{B}\bar{C} = (1 + j0)$ Siendo $\bar{A} = (a' + ja'')$ $\bar{B} = (b' + jb'')$ $\bar{C} = (c' + jc'')$
2. $(a'^2 - a''^2) - (b'c') + (b''c'') = 1$
3. $(2a'a'') - (b'c'') + (b''c') = 0$

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)

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

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

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

VII.IV. Fórmulas generales para sistemas eléctricos de potencia

- Potencia activa, reactiva y aparente trifásicas

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

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

$$\bar{Z}_i = (R_i + jX_i) = Z_i \angle \varphi_i \quad X_{Tri} = \frac{U_{ni}^2}{S_{ni}} \varepsilon_{XCNi} \quad \varphi_i = \varphi_{\bar{U}_i} - \varphi_{\bar{I}_i} = \varphi_{\bar{S}_i}$$

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

$$\bar{I}_i = \frac{P_i}{U_i \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_i} \angle (\varphi_{\bar{U}_i} - \varphi_{\bar{I}_i}) \quad \bar{V}_i = \frac{\bar{U}_i}{\sqrt{3}} \quad \bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \bar{Z}_{12} \cdot \bar{I}_{12} \quad \eta = \frac{P_{SALIDA}}{P_{ENTRADA}} 100$$

- 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

$$U_2^4 + [2 \cdot (R_{12} \cdot P_2 + X_{12} \cdot Q_2) - U_1^2] U_2^2 + (Z_{12} \cdot S_2)^2 = 0$$

- 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

$$\begin{array}{lll} Q_{2-NUEVA} = -Kq \pm \sqrt{K^2 - (P_2 + Kp)^2} & Q_{COMP} = (Q_{2-NUEVA} - Q_{2-ANTIGUA}) & \\ K = \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{12}} & K = \frac{U_2^2}{Z_{12}} \cos \varphi_{Z12} & K = \frac{U_2^2}{Z_{12}} \sin \varphi_{Z12} \quad X_{COMP} = \frac{U_i^2}{Q_{COMP}} \quad C_{COMP} = \frac{1}{X_{COMP} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f} \end{array}$$

- Impedancias de los transformadores trifásicos con tres devanados

$$\begin{array}{lll} X_{PS} = \frac{U_{PS}^2}{S_{PS}} \varepsilon_{XCPS} & X_{ST} = \frac{U_{ST}^2}{S_{ST}} \varepsilon_{XCST} & X_{PT} = \frac{U_{PT}^2}{S_{PT}} \varepsilon_{XCPT} \\ X_P = \frac{X_{PS} + X_{PT} - X_{ST}}{2} & X_S = \frac{X_{PS} + X_{ST} - X_{PT}}{2} & X_T = \frac{X_{PT} + X_{ST} - X_{PS}}{2} \end{array}$$

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

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

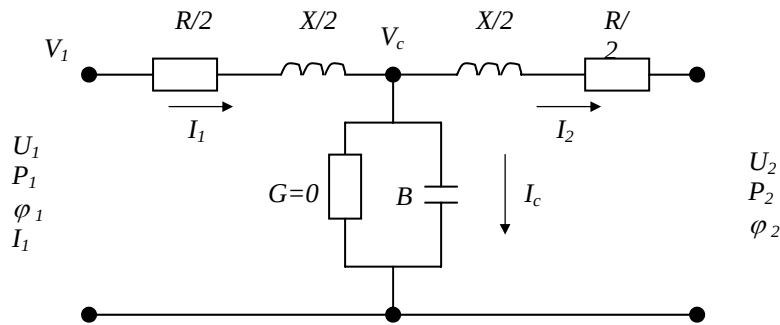
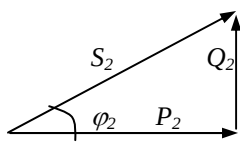


Figura VIII.1 Circuito equivalente en "T", para una línea de longitud media

• Régimen en carga



$$\begin{aligned}
 P_2 &= S_2 \cdot \cos \varphi_2 & \text{siendo} & & P_2 &= U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2 \\
 Q_2 &= S_2 \cdot \sin \varphi_2 & \text{siendo} & & Q_2 &= U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_2 \\
 \bar{S}_2 &= \frac{P_2}{\cos \varphi_2} & \text{siendo} & & \bar{S}_2 &= \bar{U}_2 \cdot \bar{I}_2^* \cdot \sqrt{3} = (P_2 + jQ_2)
 \end{aligned}$$

Otras fórmulas importantes son: $\varphi_2 = \varphi_{v2} - \varphi_{l2}$ $\bar{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2} (\varphi_{v2} - \varphi_2)$

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

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

Y recordando que: $\bar{I}_{1L} = \bar{I}_{1\text{Fase}}$ la tensión es: $\bar{U}_{1L} = \bar{V}_{1\text{Fase}} \cdot \sqrt{3}$ y el ángulo inicial es: $\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1}$

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

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 \quad Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 \quad \bar{S}_1 = \bar{I}_1^* \cdot \bar{U}_1 \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1)$$

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

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

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:

$$P_2 = Q_2 = S_2 = 0. \quad \varphi_2 = \varphi_{v2} - \varphi_{l2} = 0 \quad \bar{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2} (\varphi_{v2} - \varphi_2 = 0)$$

Las otras fórmulas quedan como sigue:

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

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 π

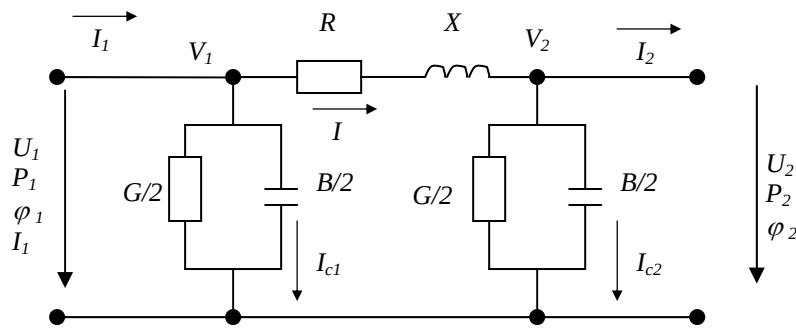


Figura VIII.2 Circuito equivalente en " π ", para una línea de longitud media

• Régimen en carga

$$\begin{array}{lcl}
 \begin{array}{c} \nearrow S_2 \\ \searrow Q_2 \\ \nearrow P_2 \end{array} & \begin{array}{l} P_2 = S_2 \cdot \cos \varphi_2 \quad \text{siendo} \\ Q_2 = S_2 \cdot \sin \varphi_2 \quad \text{siendo} \\ \bar{S}_2 = \frac{P_2}{\cos \varphi_2} \quad \text{siendo} \end{array} & \begin{array}{l} P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2 \\ Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_2 \\ \bar{S}_2 = \bar{U}_2 \cdot \bar{I}_2^* \cdot \sqrt{3} = (P_2 + jQ_2) \end{array}
 \end{array}$$

Otras fórmulas importantes son: $\varphi_2 = \varphi_{v2} - \varphi_{I2}$ $\bar{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2} (\varphi_{v2} - \varphi_2)$

Las fórmulas específicas del circuito equivalente en " π " (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: $\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1}$

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

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 \quad Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 \quad \bar{S}_1 = \bar{I}_1^* \cdot \bar{U}_1 \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1)$$

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

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

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

$$P_2 = Q_2 = S_2 = 0. \quad \varphi_2 = \varphi_{v2} - \varphi_{I2} = 0 \quad \bar{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2} (\varphi_{v2} - \varphi_2 = 0)$$

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)**

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

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

δ = 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.

ϑ = Temperatura ambiente en °C

$$\delta = \frac{3.921h}{273 + \sigma}$$

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:

$$U_{me} = 1.15 U_n$$

- 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)**

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

Con:

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

δ = 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

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

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

U_n = Tensión nominal de la línea en kilovoltios (kV)

Me = Momento Eléctrico, en MW · km

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

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

$\tan \varphi$ = tangente del ángulo total ($\varphi_v - \varphi_l$), 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

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

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

Con:

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

U_n = Tensión nominal de la línea, en KV

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

$\cos \varphi$ = coseno del ángulo total ($\varphi_v - \varphi_l$), de un tramo de línea considerado (final de línea por ejemplo)

$P_{\% - 100\text{km}}$ = 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 pérdida (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

$$P_{MAX} = (\sqrt{3} U_2 \cdot \cos \varphi_2 \cdot I_{MAX}) \cdot N^{\circ}_{CONDUCTORES} \cdot N^{\circ}_{CIRCUITOS}$$

Con:

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

U_2 = Tensión compuesta al final de línea en kV

$\cos \delta_2$ = Ángulo total al final de línea ($\delta_2 = \delta_{U2} - \delta_{I2}$)

$I_{MAX} = \delta'_{MAX} \cdot S_{CONDUCTOR}$ (Intensidad máxima modificada por tablas)

$\delta'_{MAX} = \delta_{MAX} \cdot \gamma$

δ_{MAX} = Densidad de corriente máxima admisible del (Aluminio) en tablas

γ = Factor de corrección de la densidad admisible que depende de la composición del cable

$\gamma = 0,902$ para 30 Aluminio + 7 Acero

$\gamma = 0,926$ para 6 Aluminio + 7 Acero y 26 Aluminio + 7 Acero

$\gamma = 0,941$ 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
$\bar{Y} = G + jB$	$\bar{Y} = \sqrt{G^2 + B^2}$	$\varphi_{\bar{Y}} = \arctg \frac{B}{G}$	$G = Y \cos \varphi_{\bar{Y}}$	$B = Y \sin \varphi_{\bar{Y}}$
$\bar{Z} = R + jX$	$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$	$\varphi_{\bar{Z}} = \arctg \frac{X}{R}$	$R = Z \cos \varphi_{\bar{Z}}$	$X = Z \sin \varphi_{\bar{Z}}$
$\bar{\theta} = \sqrt{\bar{Z}\bar{Y}}$	$\theta = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{\sqrt{R^2 + X^2}}{G^2 + B^2}}$	$\varphi_{\theta} = \frac{1}{2}(\varphi_{\bar{Z}} + \varphi_{\bar{Y}})$	$\theta' = \theta \cosh \varphi_{\theta'} =$ $= \sqrt{\frac{1}{2}} \left[\sqrt{(R^2 + X^2)(G^2 + B^2)} + RG - XB \right]$	$\theta'' = \theta \sinh \varphi_{\theta'} =$ $= \sqrt{\frac{1}{2}} \left[\sqrt{(R^2 + X^2)(G^2 + B^2)} - RG + XB \right]$
$\bar{Z}_e = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}}$	$Z_e = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{\sqrt{R^2 + X^2}}{\sqrt{G^2 + B^2}}}$	$\varphi_{\bar{Z}_e} = \frac{1}{2}(\varphi_{\bar{Z}} - \varphi_{\bar{Y}})$	$Z'_e = Z_e \cos \varphi_{\bar{Z}_e} =$ $= \sqrt{\frac{1}{2}} \left[\sqrt{\frac{R^2 + X^2}{G^2 + B^2}} + \frac{RG + XB}{G^2 + B^2} \right]$	$Z''_e = Z_e \sin \varphi_{\bar{Z}_e} =$ $= \sqrt{\frac{1}{2}} \left[\sqrt{\frac{R^2 + X^2}{G^2 + B^2}} - \frac{RG + XB}{G^2 + B^2} \right]$
$\cosh \bar{\theta} =$ $= \cosh(\theta' + j\theta'')$	$p(\cos \bar{\theta}) = \sqrt{(\cos \theta')^2 - (\sinh \theta'')^2} =$ $= \sqrt{(\sinh \theta')^2 + (\cosh \theta'')^2}$	$\varphi \cosh \bar{\theta} =$ $= \arctg(\tanh \theta' \tanh \theta'')$	$(\cosh \theta)' = \cosh \theta' \cos \theta''$	$(\cosh \theta)'' = \sinh \theta' \sin \theta''$
$\sinh \bar{\theta} =$ $= \sinh(\theta' + j\theta'')$	$p(\sinh \bar{\theta}) = \sqrt{(\cos \theta')^2 - (\cosh \theta'')^2} =$ $= \sqrt{(\sinh \theta')^2 + (\sinh \theta'')^2}$	$\varphi \sinh \bar{\theta} =$ $= \arctg \frac{\tanh \theta''}{\tanh \theta'}$	$(\sinh \theta)' = \sinh \theta' \cos \theta''$	$(\sinh \theta)'' = \cosh \theta' \sin \theta''$

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).