

2 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

En esta sección se procede a explicar los fundamentos principales de las subestaciones eléctricas, que abarca desde una definición y clasificación de ellas hasta los elementos principales que la componen. El objetivo de esta sección es situar al lector en el ámbito donde se va a realizar el proyecto, y definir los aspectos claves necesarios para entender secciones futuras. Cabe destacar que, debido a la amplitud del proyecto, se va a definir los conceptos principales de una forma superficial, sin entrar al profundo detalle, pero suficiente para entender el resto del mismo.

En concreto, se comienza con la definición de una Subestación y se hace una clasificación de las mismas. Posteriormente, se definen los tipos de configuración de barras que existen, los elementos principales que componen una subestación y, por último, las protecciones principales más comunes hoy en día.

2.1 Subestaciones Eléctricas

En el libro de “Subestaciones Eléctricas” de Jesús Trashorras Montecelos se hace una buena definición y una clasificación de estas. En concreto, se define por una subestación como el conjunto, situado en un mismo emplazamiento, de una serie de aparatos y edificios necesarios para realizar funciones como: transformar la tensión, la frecuencia, el número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia o conexión de varios circuitos.

En cuanto a su clasificación, se pueden observar distintos tipos en función de su característica.

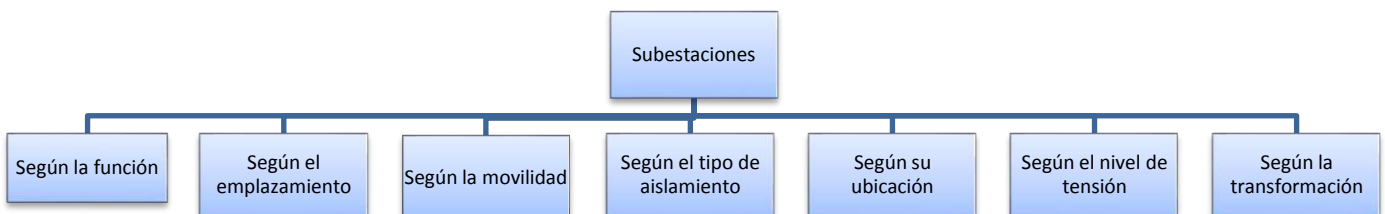


Ilustración 2.1: Clasificación general de subestaciones.

2.1.1 Según la función

Podemos encontrar subestaciones de maniobra o reparto, de transformación pura, de transformación/maniobra, de transformación/cambio del número de fases, de rectificación y de central.

- Subestaciones de maniobra o reparto: cuya misión es interconectar dos o más circuitos. Son descartadas por permitir la formación de nudos en una red mallada, y todas las líneas que concurren tienen que ser del mismo nivel de tensión.
- Subestaciones de transformación pura: transforman la tensión de un nivel superior a uno inferior. Son los puntos donde la energía pasa de un nivel de tensión a otro, como por ejemplo de transporte a reparto o de reparto a distribución.
- Subestaciones de transformación/maniobra: Es una mezcla entre las dos anteriores, ya que por un lado transforma el nivel de tensión y, por otro, sirve de conexión entre varias líneas del mismo nivel de tensión.

- Subestaciones de transformación/cambio de número de fases: destinada a la alimentación de redes con distinto número de fases: trifásica-hexafásica, trifásica-monofásica, etc.
- Subestación de rectificación: sirven para alimentar una red de corriente continua.
- Subestación de central: destinada a la transformación de tensión desde un nivel inferior a otro superior. Suelen ser las subestaciones que tienen las centrales eléctricas para elevar la tensión a nivel de transporte.

2.1.2 Según el emplazamiento

- De interperie: situadas en el exterior. Un ejemplo son las aisladas al aire AIS (Air Insulated Switchgear), explicadas posteriormente.



Ilustración 2-2: Subestación de interperie tipo AIS.

- De interior: Tienen la ventaja de que no están condicionadas meteorológicamente y reducen su superficie, al tener menos distancia de seguridad entre elementos. Sin embargo, tienen mayor coste económico. Un ejemplo de estas son las subestaciones aisladas en gas, las tipo GIS (Gas Insulated Switchgear).



Ilustración 2-3: Subestación de interior tipo GIS.

2.1.3 Según la movilidad

- Fija
- Móvil

2.1.4 Según el tipo de aislamiento

Pueden ser:

- AIS: donde la apararmenta utiliza como elemento de aislamiento el aire. Estan sujetas a condiciones meteorológicas, y este tipo de subestaciones utilizan mucha superficie, al tener que mantener determinadas distancias de seguridad entre los distintos elementos.
- GIS: cuyo elemento de aislamiento es el gas. No estan sujetas a condiciones meteorológicas y al estar en interior pueden reducir considerablemente el espacio.
- Híbridas (HIS) que, como su propio nombre indica, es una mezcla de las anteriores.

2.1.5 Según su ubicación

Pueden estar en zonas urbanas, en zonas industriales, residenciales o específicas (fotovoltaica, eólica...)

2.1.6 Según su nivel de tension

- Muy alta tensión: 400 y 220 kV
- Alta tensión: 132, 66 y 45 kV
- Media tensión: 20 y 15 kV

2.1.7 Según la transformación

- Reductoras: Transforman la tensión de un nivel superior a uno inferior
- Elevadoras: Transforman la tensión de un nivel inferior a uno superior.

2.2 Configuración Eléctrica de las Subestaciones

Con el continuo aumento general de los costes de los equipos, mano de obra, terreno y preparación del emplazamiento hay que elegir, según ciertos criterios, la mejor opción que satisfaga los requisitos del sistema con el coste mínimo.

Los mayores costes de una subestación son los relacionados con los equipos como transformadores de potencia, interruptores, seccionadores y aparata de medida, control y protección. La cantidad de interruptores y seccionadores utilizados depende de la disposición del embarrado y de las conexiones entre sí. Es esencial el análisis cuidadoso de los diferentes esquemas de conexión, ya que se pueden conseguir ahorros importantes en la elección de los equipos para satisfacer los requisitos del sistema.

Al seleccionar la disposición del embarrado y de las conexiones de una subestación, hay que considerar diversos factores: una subestación debe garantizar la continuidad en el servicio, al mínimo coste y de la forma más sencilla posible. Además, debe prever una futura ampliación, permitir un funcionamiento flexible, y disponer los medios necesarios para hacer el mantenimiento de las líneas, interruptores y seccionadores sin interrumpir el servicio y garantizando la seguridad de las personas.

A continuación se detallan las configuraciones de barras más comunes, dispuestas desde menor a mayor coste y fiabilidad:

2.2.1 Barra Simple (Interruptor sencillo)

- Distintas líneas o transformadores conectados a un nudo, que es la barra.
- Se utiliza en instalaciones pequeñas y de poca potencia.
- Instalación simple y maniobra sencilla.
- El suministro puede ser interrumpido fácilmente.
- No existe separación de salidas al ser una única barra.

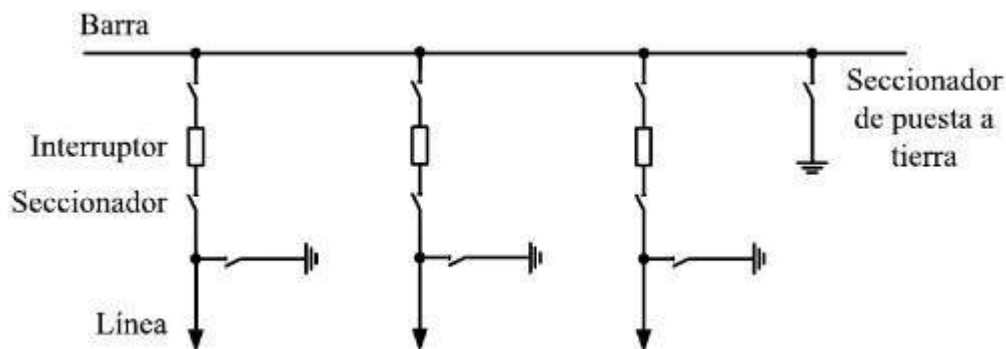


Ilustración 2-4: Configuración Barra Simple.

- A veces se puede colocar un seccionador by-pass en paralelo en cada módulo de salida. Permite realizar operaciones de mantenimiento en los tramos sin interrumpir el servicio en esa línea. Presenta el inconveniente de que, mientras esté en servicio el seccionador by-pass y en caso de perturbación, la línea se queda sin protección disparando los interruptores adyacentes a los de cabecera.

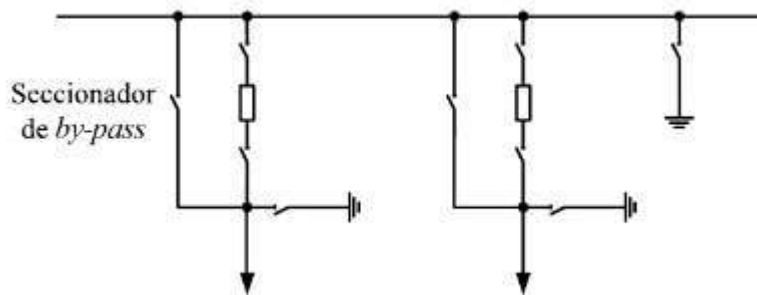


Ilustración 2-5: Configuración barra simple con bypass.

2.2.2 Barra partida (Interruptor sencillo)

- La barra principal se divide en dos por medio de seccionadores. Así, en caso de avería de una de las secciones de la barra, la otra puede seguir en funcionamiento.

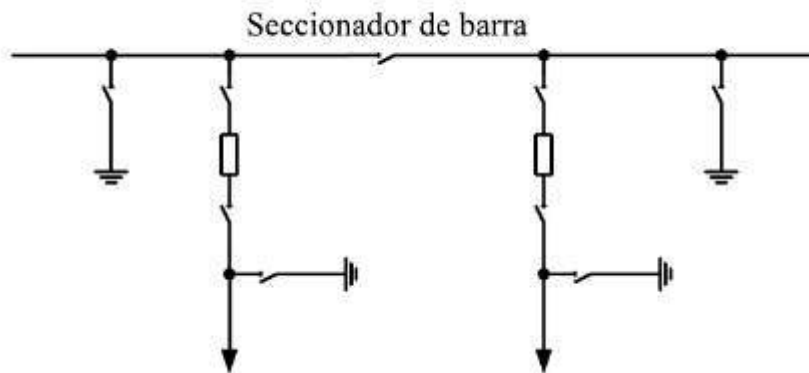


Ilustración 2-6: Configuración de barra partida.

- Mayor flexibilidad en el funcionamiento de la subestación.
- Mayor continuidad de servicio.
- Se facilita el mantenimiento de los tramos conectados a la barra.
- El sistema puede funcionar con dos fuentes de alimentación.
- No se puede transferir una salida de una a otra sección de la barra.
- La revisión del seccionador de barra deja fuera de servicio a la sección.

2.2.3 Barra de transferencia. (Interruptor simple)

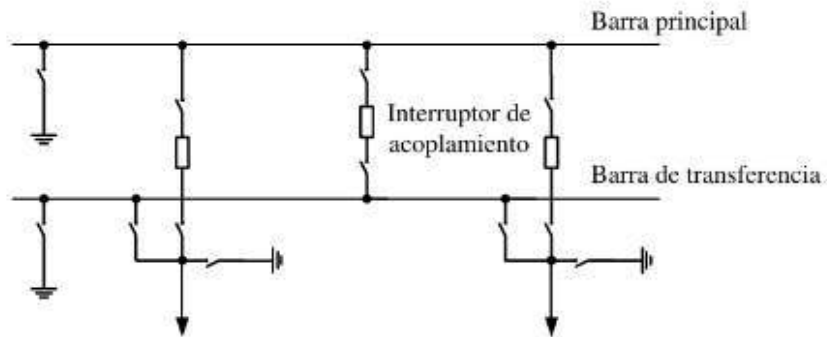


Ilustración 2-7: Configuración con barra de transferencia.

- Las líneas de salida se conectan a la barra principal, y esta a su vez se conecta a una barra de transferencia a través de un interruptor de acoplamiento.
- Si hubiese seccionador by-pass se conectaría a la barra de transferencia.
- Permite la continuidad del servicio por mantenimiento de la barra o interruptores, alimentando através de la otra barra.
- No permite la continuidad del servicio ante fallos en el interruptor de acoplamiento.

2.2.4 Doble Barra. (Interruptor simple)

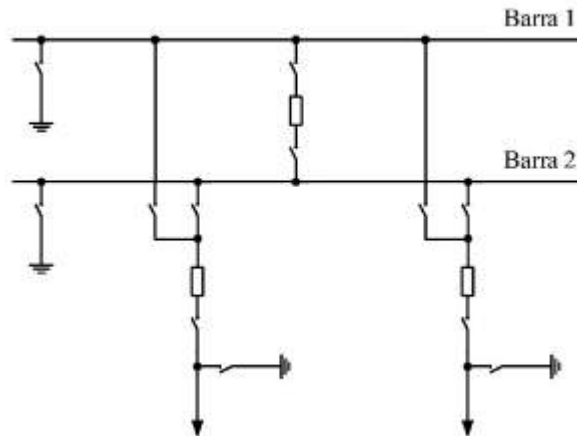


Ilustración 2-8: Configuración doble barra.

- Dos barras con igual importancia (ninguna es la principal). Las líneas pueden conectarse a cada una de ellas a través de seccionadores.
- Mayor seguridad de servicio, se puede pasar de una barra a otra sin corte.
- Las operaciones de mantenimiento se pueden realizar sin interrumpir el servicio.
- El mantenimiento de un interruptor requiere de la salida de esa línea en ambas barras.
- Existe la posibilidad de doble barra con by-pass. Permite el reparto de cargas, flexibilidad en las maniobras y asegura el servicio, aunque las maniobras son más complicadas.

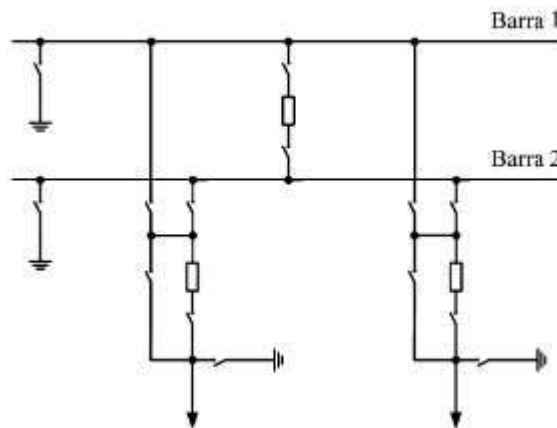


Ilustración 2-9: Configuración doble barra con by-pass.

2.2.5 Doble barra más barra de transferencia

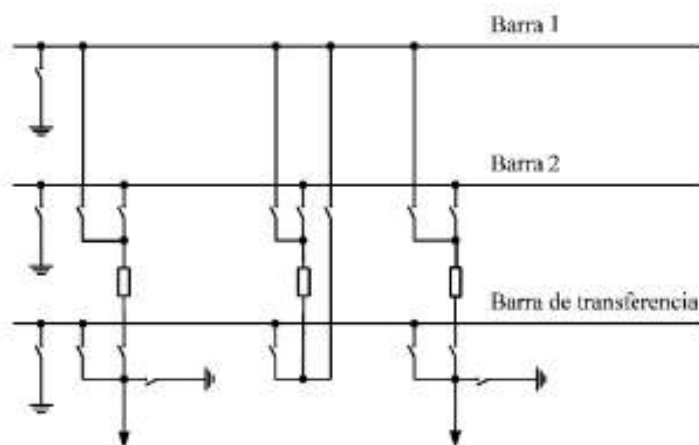


Ilustración 2-10: Configuración de doble barra más barra de transferencia.

- Consta de doble juego de barras donde se conectan las líneas, y los seccionadores by-pass a la barra de transferencia, que sirve para unir los dos módulos eléctricamente.
- Se emplea en subestaciones de muy alta tensión (MAT), de 220 o 400 kV.

2.2.6 Interruptor y medio

- En esta configuración existen tres interruptores por cada dos salidas y dos barras. Hay un interruptor que es compartido por ambas salidas.
- Empleo en subestaciones de 220 y 400 kV.
- Cualquiera de las dos barras podría quedar fuera de servicio sin interrumpir el suministro.
- Muy flexible.
- Inconveniente: Ante un cortocircuito y un fallo en el interruptor del centro (el compartido), quedarían afectadas ambas salidas.

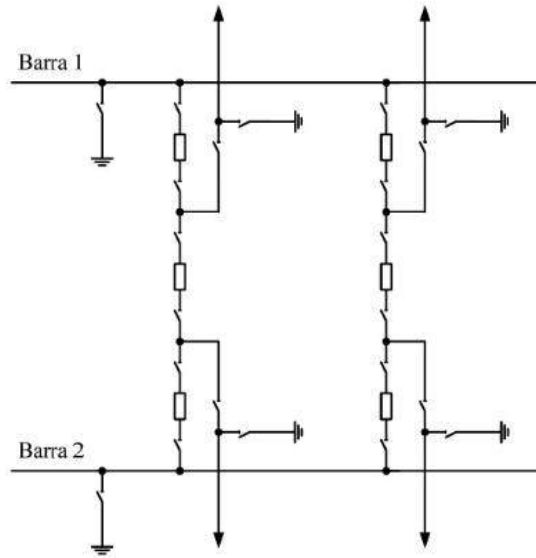


Ilustración 2-11: Configuración interruptor y medio.

2.2.7 Doble barra y Doble interruptor

- Permite alimentar las líneas desde cualquiera de las dos barras, gracias a que está conectadas a cada una a través de un interruptor, y no a través de seccionadores como anteriormente.
- Mayor fiabilidad, ya que permite la continuidad del servicio ante fallos en cualquier interruptor.
- Mayor coste económico.

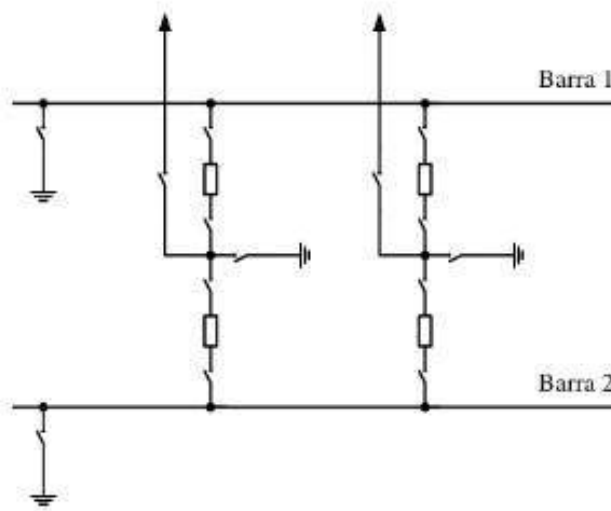


Ilustración 2-12: Configuración de doble barra y doble interruptor.

2.2.8 En anillo

- La barra es un anillo formado por interruptores con los circuitos conectados entre cada dos de ellos. Para aislar un circuito es necesario abrir los interruptores de ambos lados de él.
- Permite la posibilidad de alimentar a las líneas por ambos lados.
- Muy flexible en el reparto de cargas. Permite la continuidad de servicio en mantenimiento y no necesita interruptor de acoplamiento.

- Diseño más complejo.

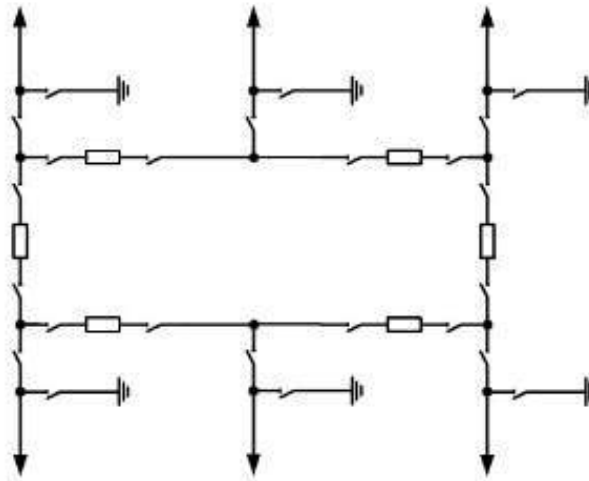


Ilustración 2-13: Configuración en anillo.

2.3 Posiciones de una Subestación

Las subestaciones eléctricas están divididas en posiciones o módulos, de forma que queden bien diferenciados. Se entiende por posición el conjunto de aparatos de un mismo nivel de tensión que están relacionados con la protección y la conservación de un elemento o equipo de la subestación.

Las principales posiciones son:

- **Posición de Línea:** Todos los elementos relacionados con una línea de la subestación. Comprende la entrada o salida de cables (aéreos o subterráneos), aparatos de corte (seccionadores o interruptores), aparatos de medida (transformadores de intensidad y tensión) y elementos auxiliares (bobinas de bloqueo, autoválvulas...)
- **Posición de Barras:** Elementos que realizan la conexión/aislamiento entre posiciones de línea o de transformadores. Comprende seccionadores y aparatos de medida como transformador de tensión. Para barras del lado de baja tensión puede incluir servicios auxiliares, batería de condensadores, etc.
- **Posición del primario del transformador:** elementos que se encuentran antes del transformador. Comprende protección automática, medida (trafo de intensidad) o protección frente a sobretensiones de tipo rayo.
- **Posición del transformador:** incluye el propio transformador, los aparatos de corte (interruptor automático), de medida y otros auxiliares (pararrayos, etc).

2.4 Equipos más habituales de Alta Tensión

2.4.1 Generadores

Son máquinas eléctricas cuya función es transformar de energía mecánica en eléctrica. En ellos se genera la energía eléctrica que, transportada, transformada y distribuida por la red, será consumida por los clientes finales.

2.4.2 Motores

Son máquinas eléctricas rotativas que transforman la energía eléctrica que consumen en energía mecánica

capaz de producir un trabajo. Son consumidores finales de la energía eléctrica.

2.4.3 Transformadores

Son máquinas eléctricas estáticas cuya misión es transformar la tensión de la red de un nivel de tensión a otro.

Para una potencia dada a transportar, cuanto mayor sea la tensión de la red, menor será la intensidad circulante ($P=V \times I \times \cos(\phi)$). Las pérdidas en las líneas de transporte son debidas a la intensidad, por lo tanto interesa aumentar la tensión de transporte y así disminuir la intensidad.

Es por ello que la energía eléctrica se genera en media tensión, luego es elevada por medio de transformadores elevadores a la tensión de distribución/transporte y finalmente se vuelve a reducir en transformadores reductores hasta las tensiones de utilización (media o baja) en las cercanías de los consumidores.

2.4.4 Reactancias

Son máquinas eléctricas estáticas similares a los transformadores y cuya función es la compensación del efecto capacitivo que aparece en las líneas de transporte de longitud elevada.

Estas reactancias pueden conectarse a las barras de la subestación, y dar servicio así a varias posiciones de línea o colocarse en una línea concreta a su llegada a la subestación. Otra función es el formar un neutro artificial cuando tenemos un transformador con devanado en triángulo (reactancia de puesta a tierra).

2.4.5 Bancos o Baterías de Condensadores

Son máquinas eléctricas estáticas cuya función es la opuesta a las reactancias; mientras que estas suponen una carga inductiva, los condensadores la suponen capacitiva. Las máquinas eléctricas necesitan energía reactiva para generar los campos magnéticos que entran en juego en su funcionamiento.

La energía eléctrica está compuesta por energía activa y energía reactiva. La primera es susceptible de transformación en energía mecánica o térmica en un motor o en una resistencia. La segunda, como se ha comentado, es la encargada de generar campos magnéticos en las máquinas. La energía activa únicamente puede ser generada en los generadores, pero la reactiva puede generarse también en los condensadores. Es por ello que se colocan baterías de condensadores en las cercanías de los equipos que necesitan esta energía reactiva, de forma que por la red sólo discorra la intensidad generadora de potencia activa (intensidad activa) y la intensidad generadora de potencia reactiva (intensidad reactiva) se genere en las proximidades de su consumo. Al evitar o disminuir la circulación de intensidad reactiva por las líneas de distribución, por un lado disminuimos las pérdidas, ya que estas dependen de la intensidad total, y por otro aumentamos la capacidad de distribución de energía activa.

2.4.6 Autoválvulas

Son equipos de tipo pararrayos. Presentan una resistencia variable, de forma que a la tensión de servicio presenta una resistencia muy elevada (infinita) pero, a tensiones muy elevadas (como en las aparecidas en las descargas atmosféricas), presentan una resistencia despreciable, derivando esas elevadas tensiones a tierra y no permitiendo su progreso por el embarrado de la subestación.

Se pueden colocar en:

- La llegada de las líneas aéreas (para que la sobretensión no penetre en la subestación).
- Antes de las bornas de un transformador de potencia, para evitar la sobretensión en el trafo.
- Antes de unas botellas terminales de paso a cable aislado, para que la sobretensión no afecte al cable.

2.4.7 Interruptores

Son los únicos elementos de conexión y desconexión de la potencia en las subestaciones. Este corte puede ser producido por una orden voluntaria de un operador (**apertura**) o por una orden de protección dada por un relé (**disparo**). En el primer caso se cortaría, en general, la intensidad inferior a la nominal y en el segundo la

intensidad de defecto (intensidad de cortocircuito).

Para poder dar las órdenes de cierre y apertura/disparo de forma remota y/o automática (realizado por las protecciones o por el mando de control y maniobra), estos aparatos disponen de unas bobinas que, al ser excitadas, liberan un sistema de acumulación de energía mecánica que es el que realmente realiza la maniobra. El sistema de acumulación de energía puede ser elástico (mando por resortes), neumático (por aire comprimido), hidráulico (gas y aceite), etc.

El número de bobinas de accionamiento suelen ser tres, una para el cierre y dos para la apertura/disparo.

El medio dieléctrico en donde se realiza la maniobra de conexión y desconexión de los contactos principales del interruptor suele ser aceite, vacío o gas SF₆ (hexafluoruro de azufre).

Un interruptor tiene la posibilidad de incorporar un elevado número de “extras” por lo que los interruptores, aunque sean del mismo fabricante, pueden tener esquemas eléctricos diferentes. Así, las compañías eléctricas suelen normalizar el mando de sus interruptores.

En las secciones posteriores se explica detalladamente el esquema eléctrico utilizado para la realización del proyecto.

2.4.8 Seccionadores

Son elementos de maniobra que proporcionan un corte visible del circuito primario y permiten aislar y desconectar partes de la instalación cambiando la topología de la misma. No son suficientemente robustos como para poder conectar ni desconectar potencia (maniobra en carga), por ello es necesario que para su maniobra los interruptores se hayan abierto previamente dejando el circuito con o sin tensión pero sin circulación de corriente.

Para asegurarse que la maniobra de los seccionadores es realizada en condiciones seguras, se enclava su mando eléctrico con la posición de otros equipos (interruptores y seccionadores) y las condiciones (fallo interruptor, presencia de tensión, etc.) que sean de aplicación. Los enclavamientos pueden ser:

- **Mecánico:** el interruptor y los seccionadores disponen de una cerradura con la misma llave. Así, para maniobrar el seccionador, es necesario extraer la llave del interruptor cuando este está en posición abierto.
- **Eléctrico:** el circuito eléctrico que alimenta el motor del seccionador tiene un contacto auxiliar del interruptor que está en posición de abierto cuando el interruptor está cerrado y, por tanto, impide la maniobra del seccionador.
- **Software:** el dispositivo informático (PLC y PC, entre otros) recibe el estado (abierto o cerrado) de los equipos mediante contactos auxiliares, y da permiso a las órdenes de apertura o cierre en función del estado de dichos contactos.

Atendiendo a la forma de realizar la maniobra de conexión/desconexión, los seccionadores pueden ser **rotativos** o **pantógrafos**. En los primeros la maniobra es de giro horizontal mientras que en los segundos es de extensión/plegado vertical. El uso de los seccionadores pantógrafos se limita a conexiones a barras.

Las maniobras de apertura y cierre de los seccionadores se consiguen mediante un motor y unas transmisiones mecánicas. El motor está alojado en la caja de mando adosada al soporte del seccionador y la timonería transmite el movimiento del motor hasta las cuchillas principales del seccionador.

Para asegurar que se tendrá capacidad de maniobra en situaciones con pérdida de la alimentación auxiliar es habitual alimentar los motores de los seccionadores (y del interruptor) en corriente continua.

Dependiendo de la separación entre las fases que tenga el seccionador, lo que depende a su vez del nivel de tensión y de las características del montaje, será posible que un único motor actúe sobre los tres polos del seccionador (**seccionador trifásico**), o si la separación es excesiva sea necesario que cada polo disponga de su propio motor (**seccionador monofásico**).

2.4.9 Seccionador de puesta a tierra

Son un tipo especial de seccionadores cuya función es conectar a tierra una parte de la instalación con el objeto de realizar trabajos en ella en condiciones seguras.

Es habitual que estos seccionadores compartan apoyo con los seccionadores de aislamiento, estando en este caso enclavados ambos mecánicamente, de forma que no es posible que estén cerrados simultáneamente. A pesar de la existencia de este enclavamiento mecánico también se realiza un enclavamiento eléctrico entre ambos para una mayor seguridad.

2.4.10 Transformadores de Intensidad

Son un tipo de transformadores de medida¹ cuya misión es transformar las magnitudes eléctricas primarias (intensidad de línea) a valores proporcionales pero mucho menores que las primarias, de forma que puedan ser utilizados por los equipos de protección, medida y control.

Su función es reducir a valores no peligrosos y normalizados las características de tensión e intensidad de una red eléctrica. De esta forma, se evita la conexión directa entre los instrumentos y los circuitos de alta tensión, que sería peligroso para los operarios y requeriría cuadros de instrumentos con aislamiento especial. También se evita utilizar instrumentos especiales y caros cuando se requieren medir corrientes intensas.

En los trafos de intensidad, el devanado primario se conecta en serie con el circuito de potencia al que dan servicio. Por tanto, por el circuito primario circula la intensidad de línea.

Las posibilidades de conexión de un trafeo de intensidad son: uno para medida y otro para protección, o un único trafeo para medida y protección con doble devanado secundario.

Los más habituales tienen varios devanados secundarios, de forma que es posible disponer de una medida de la intensidad para ser utilizada por varios equipos de forma independiente. Los devanados secundarios de los trafos de intensidad pueden ser de **medida** o de **protección**. Los devanados de medida son utilizados para alimentar a los aparatos de medida y están dimensionados buscando la precisión en la medida para las corrientes nominales. En el caso de la circulación de corrientes de defecto, el devanado se satura protegiendo al equipo de medida. En cambio, los devanados de protección deben enviar una señal de intensidad en condiciones de defecto a las protecciones.

De lo anterior se concluye que no es posible utilizar un devanado de medida para alimentar a una protección, ya que ante corrientes de cortocircuito se satura y envía, por tanto, una intensidad falseada a la protección. De la misma forma no se debe utilizar un devanado de protección para alimentar a un equipo de medida, ya que no protegerá a éste cuando se produzca la circulación de corrientes de cortocircuito al no saturarse.

Existe un tipo de trafos de intensidad llamados de **multirreacción**. En ellos se puede seleccionar la intensidad nominal primaria mediante determinadas conexiones en el circuito primario con el trafeo en vacío. Esto permite utilizar el mismo equipo en distintas condiciones de desarrollo de la red, de forma que en un primer momento en el que la intensidad nominal es baja se utiliza la toma menor y a medida que se desarrolla la red y aumenta la intensidad nominal se cambia la toma sin tener que sustituir el trafeo. Un ejemplo sería el trafeo: 1000-2000/5-5-5 A. Este equipo permite dos relaciones de transformación: 1000/5 o 2000/5 para cuatro devanados secundarios en conjunto. En el primer caso la intensidad será 200 veces menor a la primera, mientras que en el segundo será 400 veces menor.

En un trafeo de intensidad, ningún circuito secundario del transformador debe quedar abierto, es decir, que de no tener ninguna carga secundaria conectada, los bornes de cada secundario deberán estar cortocircuitados. Si no se hace esto, toda la corriente primaria actúa como corriente de magnetización al no existir amperio-vueltas secundarios de compensación, con el consiguiente calentamiento del núcleo y aparición en el secundario de una tensión que puede alcanzar centenares de voltios.

¹ Transformadores de medida: equipos encargados de suministrar tensiones e intensidades a los instrumentos de medida, contadores, relés de protección y otros aparatos analógicos. Hay de varios tipos: transformadores de intensidad, de tensión inductivos, de tensión capacitivos o combinados.

También es muy importante el tratamiento de puesta a tierra en los circuitos secundarios. Cada circuito de corriente debe de tener un único punto de conexión a tierra.

2.4.10.1 Clases de Precisión

Las clases de precisión varían cuando se trata de un trafo de intensidad de medida o uno de protección.

Trafo de Intensidad de medida

Las clases de precisión para un trafo de intensidad de medida está caracterizado por un número llamado **índice de clase**. Este número es el límite del error de relación, expresado en tanto por ciento, para la tensión nominal primaria (Ipn) estando alimentado con carga nominal (**carga de precisión**).

Las clases de precisión son:

- Clase 0.1: La más precisa. Para uso en el laboratorio.
- Clase 0.2: Para uso en laboratorio, patrones portátiles y contadores de gran precisión.
- Clase 0.2s: similar a clase 0.2 para secundarios de 5 A y con precisión hasta el 1% Ipn (clase extendida).
- Clase 0.5: Para contadores normales y aparatos de medida.
- Clase 0.5s: similar a clase 0.5 para secundarios de 5 A y con precisión hasta el 1% Ipn (clase extendida).
- Clase 1: Para alimentar a aparatos de cuadro.
- Clase 3 y 5: Para usos que no se requiera de más precisión.

Para proteger los aparatos de medida alimentados por el transformador en caso de cortocircuito en la red, se tiene en cuenta el **factor nominal de seguridad (Fs)** que se define como el cociente entre la intensidad nominal de seguridad (intensidad primaria para la que el trafo ha comenzado a saturarse) y la intensidad primaria nominal.

Los límites de error se indican en la siguiente tabla:

Clase de Precisión	Error de relación en % para los valores de intensidad expresados en % de la In				Error de fase para los valores de intensidad expresados en % de la In							
					Minutos				Centirradiantes			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1	3	1,5	1	1	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

Ilustración 2-14: Tabla 1 de límites de error del transformador de intensidad.

Para el caso de gama extendida, para secundarios de 5 A:

Clase de Precisión	Error de relación en % para los valores de intensidad expresados en % de la In					Error de fase para los valores de intensidad expresados en % de la In									
						Minutos					Centirradiares				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,2s	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3	0,3
0,5s	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9	0,9

Ilustración 2-15: Tabla 2 de límites de error para 5 A del transformador de intensidad para aplicación especial.

Trafo de Intensidad de protección

Como son los destinados a alimentar a los relés de protección, deben tener una precisión suficiente para intensidades de valor igual o superior a la intensidad nominal. Por tanto, deben tener su punto de saturación alto.

Los secundarios de protección de los transformadores de intensidad utilizan una terminología formada por un dígito acompañado de la letra “P” y seguido de otro dígito.

El primer dígito se denomina **clase de precisión** y hace referencia al error compuesto en la medida. Las clases normales de precisión son 5P y 10P. Los errores para ambos son:

Clase de Precisión	Error de Intensidad a la Intensidad nominal	Error de fase a la Intensidad nominal		Error compuesto a FLP veces la Intensidad nominal
		Minutos	Centirradiares	
5 P	+/- 1%	+/- 60	+/- 1.8	+/- 5%
10 P	+/- 3%	-	-	+/- 10%

Ilustración 2-16: Tabla 1 de límites de error para transformador de tensión.

El segundo dígito es el **factor límite de precisión nominal (FLP)** y es el múltiplo de la intensidad nominal del trafo para el que se mantiene la precisión de la medida cuando se le demanda la potencia nominal. Es decir, para un secundario 5P 20 y potencia 50 VA medirá correctamente con un error del 5% hasta un valor de la intensidad circulante por el primario de 20 veces la Inp cuando se le demandan los 50 VA en el circuito secundario.

En el caso de que la potencia demandada sea menor a la nominal, el trafo admitirá una intensidad superior sin saturarse, y en este caso debemos hablar del **factor límite de precisión real**:

$$FLP_{real} = FLP \times \frac{(Potencia\ nominal) + (Pérdidas\ internas\ trafo)}{(Potencia\ Real\ demandada\ al\ secundario) + (Pérdidas\ internas\ trafo)}$$

2.4.11 Transformadores de Tensión

Son un tipo de transformadores de medida en los cuales la tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria, y desfasada con esta un ángulo próximo a cero.

A diferencia de los transformadores de intensidad, la conexión de los transformadores de tensión se realiza en paralelo con el circuito principal. Por el primario apenas circula intensidad. Todos los arrollamientos secundarios están bobinados sobre el mismo núcleo. El arrollamiento primario puede conectarse: fase-fase o fase-tierra. La conexión más usual es entre fase y tierra.

Los transformadores de tensión se dividen en dos grandes grupos: transformadores **inductivos** y **capacitivos**. La ventaja principal de los segundos frente a los primeros es puramente económica, y que permiten la inyección de señales de alta frecuencia para comunicaciones (onda portadora).

Los trafos de tensión pueden utilizarse tanto para medida como para protección. Si uno va a utilizarse para ambos no es necesario que existan dos arrollamientos separados como en los trafos de intensidad. Por ello, en la norma IEC, a los trafos de tensión para protección se les exige que cumplan también una clase de precisión como los de medida.

La **clase de precisión** de un trafeo de tensión para medida está caracterizada por un número llamado **índice de clase** que es el límite del error de relación, expresado en tanto por ciento, para la tensión nominal primaria estando alimentado con la carga nominal (**carga de precisión**).

Las clases de precisión son las siguientes:

- Clase 0.1: La más precisa. Para uso en laboratorio.
- Clase 0.2: Para uso en laboratorio, patrones portátiles y contadores de precisión.
- Clase 0.5: Para contadores normales y aparatos de medida.
- Clase 1: Para alimentar a aparatos de cuadro (voltímetros de reloj).
- Clase 3: Para usos en los que no se requiera mayor precisión.

Clase de Precisión	Error de relación +/- %	Desfase +/- min
0,1	0,1	5
0,2	0,2	10
0,5	,05	20
1	1	40
3	3	No especificado

Ilustración 2-17: Tabla de clases de precisión.

La clase de precisión para un transformador de protección está caracterizada por un número que indica el error máximo, expresado en tanto por ciento, al 5% de la tensión nominal. Este número va seguido de la letra P. Las más habituales son 3P y 6P.

Al igual que los trafos de intensidad, es importante tomar las debidas precauciones en el conexionado y puesta a tierra de los secundarios de los trafos de tensión. Las consideraciones expuestas para los transformadores de intensidad son aplicables a los de tensión con la excepción de no conectar en cortocircuito los circuitos secundarios.

2.5 Equipos más habituales de Baja Tensión

En este apartado se pretende dar una pequeña pincelada de los elementos más comunes en baja tensión.

2.5.1 Bornas

Las bornas son elementos de conexión. Permiten realizar una conexión eléctrica segura y duradera de los

cables. La conexión es segura ya que las bornas son diseñadas para soportar una intensidad determinada y para asegurar el aislamiento eléctrico.

Cada borna tiene dos extremos, utilizado uno de ellos para la conexión de las venas de los cables de interconexión con el exterior del armario o caja que aloja a la borna, y el otro extremo para la conexión hacia el interior. Como norma general no se debe conectar más de dos venas en una misma conexión. Existen bornas que disponen de varios terminales de conexión en uno o ambos extremos de la misma para el caso en el que es necesario conectar varias venas o hilos.

2.5.2 Pulsadores

Al actuar sobre ellos sus contactos cambiarán de posición, los normalmente cerrados (NC) se abrirán y los normalmente abiertos (NA) se cerrarán. Este cambio de estado de los contactos se mantendrá únicamente mientras se tenga actuación sobre el pulsador.

También es posible encontrar pulsadores en los que mecánicamente se mantenga la actuación hasta que se vuelva a pulsar, similares en funcionamiento a los conmutadores.

2.5.3 Conmutadores

Son equipos que realizan interconexiones. Existe una gran variedad de conmutadores.

Atendiendo a su uso, podemos encontrar **conmutadores robustos**, capaces de conectar y desconectar corrientes, y **conmutadores de control**.

Atendiendo a su funcionamiento, el más común es el **conmutador selector**. Tiene varias posiciones y varios contactos, y cuando lo colocamos en una posición se mantiene en ella. En cada posición unos contactos estarán abiertos y otros cerrados. En este tipo no se habla de NC o NA, ya que la posición de abierto o cerrado de cada contacto únicamente depende de la posición en la que hallamos colocado el conmutador. Un ejemplo puede ser el conmutador local/remoto o automático/manual.

Otra variedad son los **conmutadores con vuelta a cero**. Su funcionamiento es similar a los pulsadores y se utilizan en circuitos de mando. En estos sí hablamos de NC o NA. Cuando actuemos sobre el conmutador, haciéndolo girar en un sentido, todos o parte de los contactos NA se cerrarán, y todos o parte de los NC se abrirán. Cuando dejemos de actuar sobre él, éste volverá a su posición normal, posición cero, recuperando la posición normal de sus contactos.

Otro conmutador utilizado en circuitos de mando es el **conmutador de símbolo y mando o conmutadores de discrepancia**. Estos equipos incorporan una lámpara. Si la lámpara está apagada quiere decir que la posición del elemento del parqué sobre el que actúa el conmutador (interruptor, seccionador...) coincide con la indicada en el sinóptico. Eso permite que, en caso de que se produzca disparo de un interruptor por protecciones, se ilumine el conmutador del sinóptico indicando cuál es el que ha disparado. También existen con llave, para asegurarse de que el conmutador no va a ser accionado de forma indebida.

2.5.4 Relés Auxiliares

Un **relé** es todo aquel elemento que, al ser excitado por una magnitud física determinada, es capaz de actuar a su vez en otro circuito (o en el mismo circuito de excitación) con un fin determinado. De este modo, todo relé dispone de uno o varios elementos de excitación y, por otro lado, de elementos de actuación.

En los esquemas de control y protección nos encontraremos en la mayoría de los casos con relés actuados eléctricamente, pero también se pueden utilizar de actuación mecánica (finales de carrera, relés de temperatura, relés buchholz, presostatos de SF₆, etc).

Los **relés auxiliares** son actuados eléctricamente y su fin es la multiplicación de contactos. El elemento de excitación es una bobina que, al ser recorrida por una

CONEXIONES • CONNECTIONS

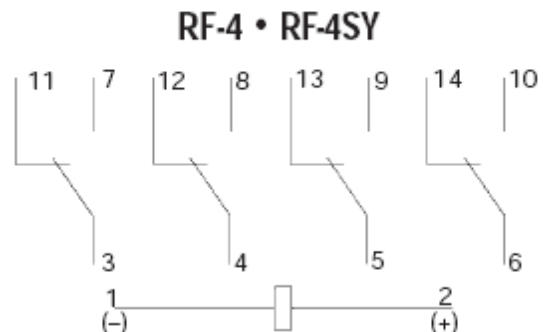


Ilustración 2.18: Esquema de conexión de un relé auxiliar de 4 contactos.

corriente eléctrica, genera un campo magnético que produce la atracción de una armadura a la que están solidariamente unidos los contactos de actuación. De esta forma, cuando la corriente eléctrica que recorre la bobina es suficiente para vencer la resistencia de un muelle antagonista, atraerá a la armadura haciendo que los contactos de actuación cambien de posición, es decir, se cierren los que estaban abiertos y se abran los que estaban cerrados. Se conocen como **contactos normalmente abiertos (NA)** a aquellos que están en esta posición con la bobina del relé desenergizada y como **contactos normalmente cerrados (NC)** a los contactos cerrados con la bobina desenergizada. En el momento en el que se energice la bobina los contactos NA se cerrarán y los contactos NC se abrirán.

En la figura 2-18 se puede ver un esquema de conexión simplificado de un relé auxiliar de 4 contactos. En este relé, los cuatro contactos están normalmente abiertos (NA) y, cuando se excite la bobina, se cerrarían de forma inmediata.

2.5.5 Relés temporizados

Son un tipo de relés auxiliares en los que la actuación de los contactos del relé se ve atrasada en un tiempo determinado que es ajustado en el propio relé.

Existen dos tipos de relés temporizados, los **temporizados a la excitación** y los **temporizados a la desexcitación**.

- En los primeros una vez que es excitada la bobina del relé temporizado los contactos esperan un tiempo ajustable a cambiar su estado. Los contactos normalmente abiertos se cerrarán un tiempo después de excitada la bobina (y los cerrados se abrirán).
- Relés temporizados a la desexcitación. Cuando la bobina del relé se ve excitada cambian instantáneamente de posición sus contactos, pero cuando la bobina deja de estar excitada, los contactos esperan un tiempo antes de volver a su posición “normal”. Este tipo de relés necesitan una alimentación auxiliar para su funcionamiento, necesaria para retener a los contactos en su posición “no normal” después que la bobina haya dejado de estar excitada.

No todos los contactos de un relé temporizado tienen por que ser temporizados, hay modelos de relés en los que algunos de los contactos son instantáneos (tanto en la excitación como en la desexcitación) y los otros temporizados.

2.5.6 Relés biestables

Estos relés se caracterizan por que mantienen el estado de sus contactos, aunque se pierda la polaridad de alimentación. Para ello disponen de dos bobinas de excitación, de forma que un contacto abierto de una de ellas condiciona la excitación de la otra y uno cerrado de esta última condiciona la excitación de la primera bobina.

Otra característica de este tipo de relés es que las bobinas sólo están excitadas durante un instante, mientras basculan los contactos, de forma que son especialmente indicados para la repetición de la posición de seccionadores e interruptores.

El funcionamiento de estos relés es el siguiente: la excitación de las bobinas se produce de manera alternada, de forma que solamente una de las dos bobinas estará preparada para ser excitada cada vez. Ésta será la que tenga condicionada su excitación por un contacto cerrado de la otra bobina, mientras que la otra bobina (que es la que ha actuado la última vez) no puede ser excitada en este caso por estar condicionada por un contacto abierto de la primera.

En este tipo de relés no tiene sentido hablar de contactos normalmente cerrados ni abiertos, cada contacto estará abierto o cerrado en función de qué bobina sea la última que ha sido actuada y mantendrán su estado hasta que no se excite la otra bobina.

En la figura 2-19 se puede ver los contactos de un relé biestable con las

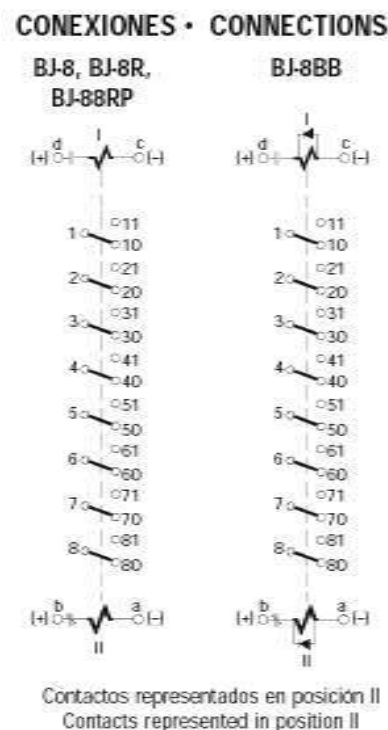


Ilustración 2.19: Esquema de conexión de un relé biestable.

dos bobinas de excitación en sus extremos (c-d y la a-b). Sólo una de las dos está preparada para actuar. Cuando actúe, cerraría los contactos y, por tanto, la bobina del otro extremo estaría preparada para ser la próxima que actúe.

2.5.7 Interruptor Magnetotérmico Automático

Son elementos de protección que agrupan una protección ante sobrecargas (función térmica) y una protección ante cortocircuito (función magnética).

La función térmica está temporizada, de forma que se permite una cierta intensidad de sobrecarga durante un cierto tiempo. Si la intensidad de sobrecarga aumenta, el tiempo permitido disminuye. Por otro lado, la función magnética es instantánea.

Estas funciones térmica y magnética se encuentran normalizadas según unas determinadas curvas (B, C, K,...). Estas curvas permiten unas sobrecargas mayores que otras y la corriente de disparo instantáneo será mayor o menor eligiendo unas u otras en función de las cargas que se vayan a alimentar. Por ejemplo, en el caso de alimentación a un motor es necesario utilizar una curva que permita elevadas sobrecargas, lo que se conoce como curva lenta debido a que en el arranque del motor circulan intensidades elevadas, de varias veces (llegando hasta ser de 6 a 8 veces la nominal) la intensidad nominal del motor sin que sean debidas a un funcionamiento anómalo y el interruptor automático debe permitir el paso de estas intensidades.

- **Curva B:** Protección adecuada para circuitos óhmicos (iluminación, bases de enchufe, calefacción) y circuitos donde la longitud de cable es grande).
- **Curva C:** Protección adecuada para circuitos mixtos óhmicos e inductivos (iluminación y calefacción).
- **Curva D:** Protección adecuada para circuitos muy inductivos y en instalaciones con transformadores BT/BT.
- **Curva K:** Protección adecuada para circuitos inductivos: motores, bombas, ventiladores, transformadores, contactores y en general, en circuitos con intensidades de arranque elevadas.
- **Curva Z:** Protección adecuada para circuitos de alimentación de semiconductores y circuitos secundarios de medida.
- **Curva ICP-M:** Protección específica utilizada por las compañías suministradoras de energía eléctrica que limitan el consumo de conformidad con las tarifas.
- **Curva E sel:** Protección para circuitos en los que se requiere niveles altos de selectividad.
- **Curvas UC:** Protección para circuitos en corriente continua.

Estas curvas se representan en función de la intensidad nominal del interruptor de forma que la misma curva es válida con independencia del calibre del automático.

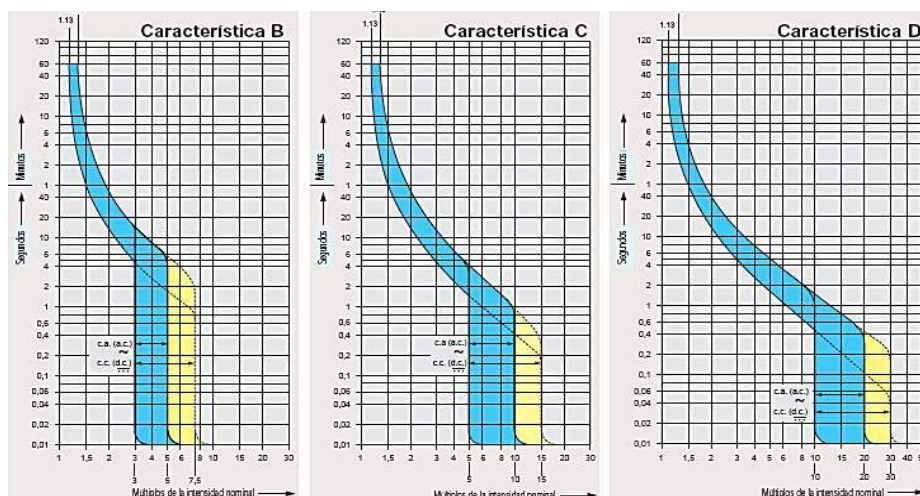


Ilustración 2-20: Ejemplo de tres tipos de curva (curva B, curva C y curva D).

Característica de disparo	B	C	D
Norma	UNE EN 60898	UNE EN 60898	UNE EN 60898
Corriente asignada I_n	6...63A	0,5...125A	0,5...100A
Disparo térmico			
Intensidad de prueba:			
intensidad de no disparo I_{nr}	1,13 I_n	1,13 I_n	1,13 I_n
tiempo de disparo	> 1h	> 1h	> 1h
intensidad de disparo I_r	1,45 I_n	1,45 I_n	1,45 I_n
tiempo de disparo	< 1h	< 1h	< 1h
Disparo electromagnético			
Intensidad de prueba:			
intensidad de no disparo I_{n1}	3 I_n	5 I_n	10 I_n
tiempo de disparo	> 0,1s	> 0,1s	> 0,1s
intensidad de disparo I_{n2}	5 I_n	10 I_n	20 I_n
tiempo de disparo	< 0,1s	< 0,1s	< 0,1s

Ilustración 2-21: Tabla características de disparo en función de los tipos de curva B, C y D.

2.5.8 Relés de Protección

Los relés de protección son los equipos que se encargan de vigilar que los valores de las magnitudes eléctricas (tensión, intensidad, frecuencia, etc) del sistema se mantienen en el rango de explotación adecuado. En el caso de que los valores se alteren, el relé actuará enviando una orden de disparo al interruptor y/o enviando una señal de alarma mediante una de sus salidas digitales y así sacar de servicio la parte de la instalación que tiene el defecto y solucionar el problema.

Estos relés vigilan las magnitudes primarias (las que circulan por el circuito de potencia) y para su funcionamiento se les introducen las tensiones y/o intensidades, bien directamente (lo menos habitual, sólo en baja tensión) o bien indirectamente a través de los transformadores de medida.

Los relés de protección tenían antiguamente un funcionamiento electromecánico y eran especialistas (era necesario un relé para cada función de protección). Hoy en día los relés son digitales, con unidad de alimentación, microprocesador, tarjetas de captación de entradas analógicas y digitales, tarjetas de salidas digitales y tarjetas de comunicaciones. Se les introduce las tensiones y/o intensidades en las entradas analógicas correspondientes y su microprocesador discretiza estas señales y las trabaja mediante algoritmos matemáticos. Estos relés digitales se programan y ajustan para realizar varias funciones de protección (**relés multifunción**), de forma que en un mismo equipo se agrupan varios elementos de protección denominando al relé según la función principal.

Los relés digitales disponen de varios contactos de salidas digitales siendo generalmente programables, de forma que es el usuario quien programa cada una de las salidas digitales para que actúen en determinadas situaciones. Por ejemplo, es posible programar varias salidas de forma que cierren sus contactos cuando se produce un disparo general, es decir, por cualquiera de las funciones de protección que incorpore el relé, y así poder disparar el interruptor por sus dos bobinas y señalar remotamente esta orden de disparo de forma simultánea y sin la necesidad de utilizar relés auxiliares multiplicadores de contactos.

Dependiendo del relé puede que no todos los contactos sean programables, por ejemplo, suele ser habitual que haya unos contactos reservados para el disparo siendo estos contactos más rápidos y robustos.

Las señales con las que es posible programar las salidas digitales del relé varían de un relé a otro y de un fabricante a otro, dependiendo en gran medida de los algoritmos de cálculo que utilice el relé.

Un contacto especial que tampoco es programable y que suelen incorporar los relés digitales es el de autodiagnóstico, que nos informa de que el relé no está funcionando correctamente. Los fabricantes de protecciones lo suelen denominar como ("**Live Status Contact**" o "**Watch Dog Contact**"). Generalmente suele ser un contacto normalmente cerrado de forma que con buen funcionamiento del relé el contacto se mantiene abierto cerrándose en caso de anomalía. El utilizar un contacto normalmente cerrado presenta la ventaja, respecto a utilizar un contacto normalmente abierto, de que el cerrado también informa de la pérdida de la alimentación al relé ya que al dejar de estar alimentado el relé no es capaz de mantener abierto el contacto

normalmente cerrado e informará de la pérdida de esa alimentación dando la señal de fallo, aunque no es un fallo interno del relé.

2.6 Funciones de Protección más habituales

Para proceder a determinar las protecciones necesarias en una instalación cualquiera, es preciso disponer de la información completa de ésta, y de conocer la incidencias de la misma sobre el resto del sistema eléctrico al que se conecta. Para ello, se debe determinar una planificación general de los sistemas de protección como:

- Conocimiento detallado de la red y instalación a proteger.
- Definición de las zonas de influencia de cada protección y su comportamiento para cada tipo de falta. Se entiende por zona de protección al área de un sistema (equipo, tramo de línea, etc) en el que una falta causa la operación de un relé. Este relé solo opera para faltas dentro de esta área. Para asegurar el despeje de una falta, existe para cada relé más de una zona de protección, siendo la zona 1 más prioritaria que la zona 2 y así sucesivamente.
- Definición de los márgenes y zonas de solapamiento de cada sistema de protección. Las protecciones de tipo cerrado sólo protegen dentro de los márgenes limitados por los transformadores de medida que alimentan. Los tipos abiertos actúan al superarse su ajuste independientemente de la situación de la falta.
- Definición de las protecciones de reserva que deben actuar en caso de fallo de una protección principal asociada al interruptor.

Para asegurar la confiabilidad en la subestación, se usan varios sistemas de protección en paralelo. Cuando la protección principal no funcione correctamente, se debe asegurar que la falta sea aislada, por lo que existe otra protección de reserva llamada **protección de respaldo o secundaria**.

Las protecciones de reserva se califican como “locales” cuando se encuentran en el mismo emplazamiento que la protección principal y están asociadas al mismo interruptor. Cuando esta protección se encuentra en otra dependencia se denomina “remota”.

Las protecciones deben asumir la doble función de principal y secundaria dependiendo de la localización de la falta.

Se expone a continuación las funciones más comunes de los sistemas de protección que se instala en una subestación eléctrica. Cada una de las protecciones que se van a explicar a continuación presentan un código de indentificación recogidos en la norma ANSI/IEEE C37.2 (American National Standards Institute). El código ANSI sirve para identificar las funciones de cada elemento en un esquema de protecciones.

2.6.1 Protección de sobreintensidad (50/51)

Controla la intensidad de paso por el elemento protegido: cuando el valor es superior al ajustado en el relé, se produce la actuación. Es de las protecciones más usadas hoy en día.

En principio, las protecciones de sobreintensidad admiten su clasificación en dos grandes grupos en función del tiempo de operación.

- **Sobreintensidad a tiempo independiente (50)**. Este relé operará siempre en el mismo tiempo para todo valor de intensidad ajustado en el propio relé. Normalmente la actuación es instantánea.
- **Sobreintensidad a tiempo dependiente o tiempo inverso (51)**. Este relé operará en un tiempo que es función del valor de la corriente, de forma que cuanto mayor sea ésta, menor será el tiempo de actuación. Casi todos los relés de sobreintensidad incorporan una unidad de sobreintensidad instantánea, en serie con el relé de sobreintensidad a tiempo inverso, de forma que ambas unidades están recorridas por la misma intensidad. La unidad instantánea se ajusta a un valor de la intensidad superior al arranque de la unidad a tiempo dependiente.

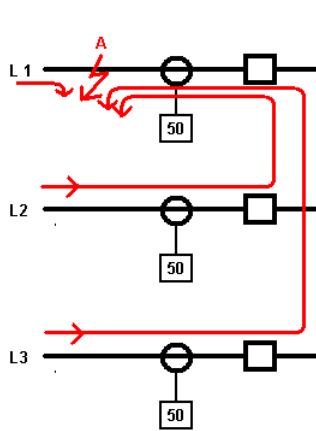


Ilustración 2-22: Ejemplo de funcionamiento de protección 51.

Para su funcionamiento, estos relés únicamente necesitan captar las señales analógicas de intensidad.

El principal inconveniente de esta función de protección es la selectividad. Veamos el esquema siguiente:

Un defecto a tierra en el punto A supone el disparo del relé de protección de la línea 1 para despejar el defecto. Sin embargo, también provoca el disparo de los relés correspondientes a las posiciones de línea 2 y 3. El disparo de los interruptores 2 y 3 no es necesario y supone una pérdida de posiciones sanas del sistema.

En instalaciones de la red de transporte, la protección de sobreintensidad se utiliza para la protección de máquinas (transformadores, reactancias y bancos de condensadores) y como protección de respaldo de otras funciones, como es el caso de la protección de distancia y la función de **cierre sobre falta** o **SOFT (Switch Onto Fault)**. En el caso de cerrar sobre una falta, la protección de distancia (ANSI 21) detectará una sobrecorriente muy importante pero los trafos de tensiones tardan un tiempo en energizarse y medir (sobre todo si son trafos capacitivos), para esta situación se incorpora en el relé 21 una sobreintensidad instantánea (50).

Un tipo especial de protección de sobreintensidad es la **protección de desequilibrio** en los bancos de condensadores. Un banco de condensadores conecta en estrella al sistema un conjunto de condensadores, por lo que en el neutro no circularía intensidad. En el caso de que por el cierre de la estrella circulara una intensidad de desequilibrio, se activa el relé de sobreintensidad conectado a un trafeo de intensidad situado en el cierre de la estrella.

2.6.2 Protección de sobreintensidad direccional (67)

Este tipo de protección mejora el problema de selectividad presentado en el punto anterior. Estos relés están formados por dos elementos:

- Un elemento direccional, que controla el sentido de circulación de la potencia.
- Un elemento de sobreintensidad, que controla la magnitud de la corriente.

Elemento direccional permite la actuación del elemento de sobreintensidad cuando la corriente circula en un sentido determinado, no permitiéndola en el otro caso. La direccionalidad se consigue mediante la medición de las tensiones.

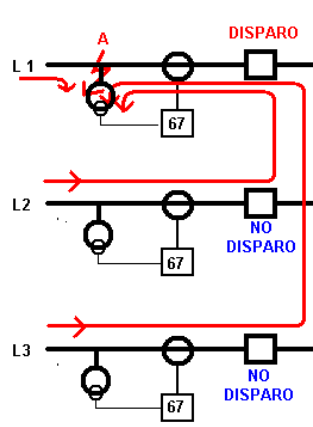


Ilustración 2-23: Ejemplo de funcionamiento de la protección 67.

Así, si en el ejemplo anterior tuviéramos relés direccionales, los correspondientes a las líneas 2 y 3 no dispararían si se ajustaran “mirando” hacia la línea.

2.6.3 Protección de distancia o impedancia (21)

Las protecciones de sobreintensidad tanto simples (50/51) como direccionales (67), presentan varias desventajas:

- Seleccionan su actuación para aislar un determinado sector de la red con falta por medio de un escalonamiento progresivo en el tarado de las intensidades y tiempos de actuación (combinado con la direccionalidad en el caso de las 67). En el caso de redes de mallas muy complejas, este método selectivo presenta grandes dificultades.
- Los relés de sobreintensidad no pueden funcionar para valores de corriente de falta inferiores a aquellos que estén tarados, como puede suceder en las líneas de transporte durante el servicio en horas nocturnas o días festivos (periodos valle) en los que se reduce la potencia eléctrica generada y como consecuencia la posible corriente de cortocircuito.

Esta no dependencia de la corriente de defecto se consigue con los relés de mínima impedancia en los que la magnitud que controlan es la impedancia de la línea vista por el relé. Este valor de impedancia depende de las características físicas de la línea (tipo de conductor) y constructivas (líneas multicircuito), que son invariantes durante la explotación de la línea. El relé realiza el cálculo de la impedancia a partir de las medidas de intensidad y de tensión para cada fase ($Z = I / V$). En el caso de que ocurra una falta a tierra en la línea, la intensidad aumentará muchísimo y la tensión disminuirá, haciendo que el valor de impedancia medido sea muy inferior al nominal de la línea.

Para una línea en concreto, este valor de impedancia calculado se corresponde con un valor de distancia a la falta, es por ello que a este tipo de protecciones se las conoce como **protecciones de distancia**. Este cálculo de la distancia al defecto permite realizar temporizaciones para aumentar la selectividad de la protección y también es útil para las labores de mantenimiento.

Debido a la dificultad que existe a la hora de ajustar el relé para que distinga las faltas en la línea en las proximidades de la subestación del otro extremo de las que ocurran en las barras de esa subestación, es necesario la temporización de la actuación del relé en función de la zona en la que tienen lugar la falta.

Para mejorar la selectividad, se temporizan los relés de distancia (en función de donde tiene lugar la falta) de la forma siguiente:

- **Zona 1:** Comprende la línea entre la subestación y el 80-90% de su longitud. En esta zona el relé está seguro de que el fallo está en la línea.

- **Zona 2:** Esta zona comprende entre el 90% y el 120% de la línea protegida y es siempre inferior a la longitud de la línea más corta que salga de la subestación del otro extremo. Ante faltas en zona 2 el relé se temporiza entre 300 y 500 ms para dar tiempo a que disparen las protecciones de las posiciones que tienen el defecto.
- **Zona 3:** “mirando” hacia atrás, hacia barras.
- **Zona 4:** detrás de la zona 2, distancia superior al 120% de la longitud de la línea. Es una actuación de respaldo y temporizada entre 600 y 1200 ms.

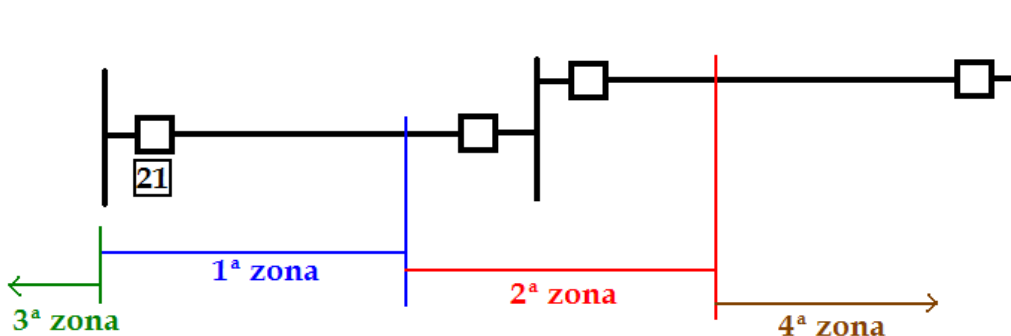


Ilustración 2-24: Esquema con las distintas zonas de una protección de distancia.

La peculiaridad de las protecciones de distancia de no proteger la totalidad de la línea se ve mejorada usando un esquema de **teleprotección**, de forma que se ponen en comunicación los dos relés 21 de ambos extremos de la línea. Estos esquemas pueden ser a **bloqueo** o a **disparo**.

El esquema utilizado por REE es el denominado PUTT (**Permissive Underreach Transfer Trip = Disparo Permisivo en Subalcance**) o **Aceleración de Zona**. En este esquema, cuando un relé detecta una falta en zona 1, envía una orden de aceleración de zona al relé del otro extremo de la línea, de forma que si éste ve la falta en zona 2 dispare de forma instantánea (tiempo de disparo de zona 1). De esta forma se consiguen disparos casi instantáneos en ambos extremos de la línea ante faltas en los primeros tramos de la misma (zona 2 para el relé del otro extremo).

2.6.4 Protección diferencial de barras (87B)

La protección diferencial de barras (PDB) consiste en realizar un balance de intensidades que entran y salen de su zona de protección (en este caso las intensidades de todas las posiciones conectadas a la barra) y dispara en el caso de que ese balance no sea nulo. En concreto, la zona de protección abarca desde los transformadores de intensidad mirando a las barras.

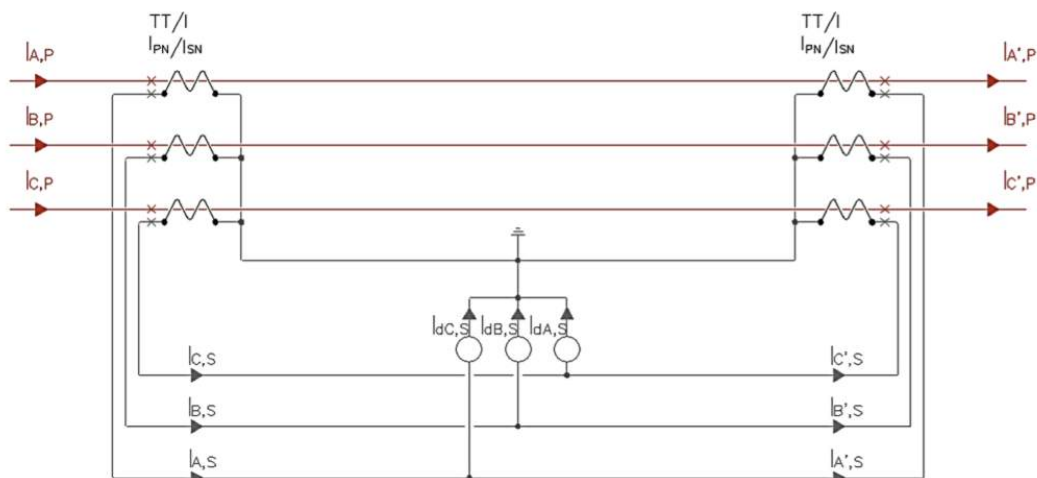


Ilustración 2-25: Principio de operación de una protección diferencial (87).

Para subestaciones con configuración de barra simple es muy poco probable que se añada este tipo de protección. Sin embargo, para configuración de doble barra es muy común. En este caso, la protección tiene que conocer en todo momento la topología de la instalación (la posición de los seccionadores y del interruptor de acoplamiento). Para configuración de interruptor y medio no es necesario conocer la posición de los seccionadores de barra.

Las protecciones de barra que se utilizan en España son las de baja impedancia. Dentro de estas PDB se denominan **concentradas** a las que toda la protección se encuentra en un mismo emplazamiento. Para ello, se debe de llevar todas las intensidades y posiciones de aparamenta de la subestación a un único armario. Por el contrario, se denominan **distribuidas** a las que tienen un relé en cada armario de las distintas posiciones, y estos se comunican con una unidad central mediante cableado de fibra óptica. Con este último se disminuyen las longitudes de cableado.

2.6.5 Protección diferencial de línea (87L)

En este caso su funcionamiento es similar a la PDB, con diferencia que se comparan las intensidades entre ambos extremos de una línea. La zona de protección es entre los trafos de intensidad.

Las intensidades medidas en un extremo de la línea son enviadas por comunicaciones al relé de la subestación del otro extremo y viceversa, para que ambas protecciones puedan actuar. Ambos relés deben de ser idénticos. Si la longitud de la línea es pequeña, esta comunicación se puede hacer através de fibra óptica. Para longitudes de línea mayores es necesario un equipo multiplexor de comunicaciones de la subestación (SDH= Synchronous Digital Hierarchy), haciendo previamente la conversión óptico a eléctrica en los relés optoacopladores (explicados más adelante).

2.6.6 Protección diferencial de transformador (87T)

La protección diferencial de transformador se rige por el mismo principio que las dos anteriores, recibiendo todas las intensidades de los devanados del trafo de potencia.

Es habitual utilizar los transformadores de intensidad bushing de las bornas del transformador de potencia. Esto permite cruzar las zonas de protección de alta y de baja del trafo en las protecciones principal y secundaria y así delimitar si la falta ha sido interna o externa.

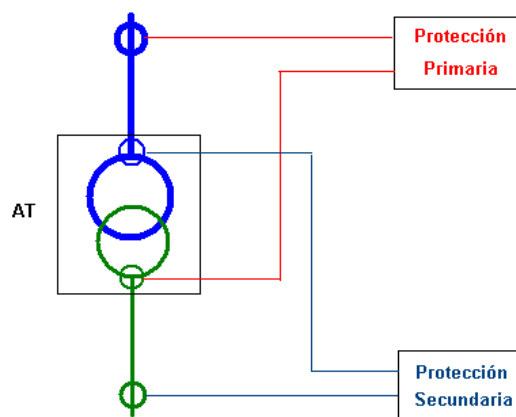


Ilustración 2-26: Conexión de intensidades para las dos protecciones diferenciales de un trafo.

En el esquema anterior se diferencian tres zonas de protección: zona de la máquina, zona de alta y zona de baja tensión. Si actúan las dos protecciones, la falta estará en la máquina. Si actúa solo una, la falta estará en el embarrado secundario del lado de alta o de baja tensión del transformador.

2.6.7 Relés de Protección Propios del Transformador

Son una serie de relés de protección que incorporan los transformadores de potencia. Entre ellos se encuentran:

- **Relé Buchholz (63):** se encarga de detectar los gases originados dentro de los transformadores como consecuencia de cualquier anomalía magnética o eléctrica dentro de un transformador, que da origen a calentamientos locales que descomponen el aceite o dan lugar a combustiones de los aislantes. También detectan un descenso anormal del nivel de aceite. Se localiza en el depósito de expansión del aceite y en la tubería más alta de la cuba del transformador.
- **Protección Jansen (63J):** es un relé Buchholz que vigila el aceite del cambiador de tomas en carga de un trafo. Su función es detectar anomalías en el regulador de carga, dejado bloqueada la actuación del mismo, originando el desenganche de la máquina y el bloqueo de sus interruptores.
- **Válvula liberadora de presión (63L):** válvula liberadora de presión que actúa cuando la presión del aceite en el interior de la cuba es muy elevada. Supone un fallo catastrófico en el interior de la máquina, por lo que si actuación es instantánea.
- **Protección de cuba del transformador (64):** cuando existe un defecto de aislamiento entre las partes activas del transformador y la cuba (conectada a tierra) se produce una descarga eléctrica. El relé se localiza en el conductor que une la cuba con la tierra. Así, ante un fallo, la intensidad tiene que pasar forzosamente por el conductor. Haciendo pasar el conductor por un trafo de intensidad toroidal, se genera una intensidad inducida que se utiliza para excitar un relé de sobreintensidad.
- **Protección de temperatura (26):** las pérdidas de energía del transformador (pérdidas por histéresis y por corrientes de Foucault y pérdidas en el cobre por efecto Joule) provocan un calentamiento tanto en el núcleo como en los devanados. Si el transformador está sometido a fuertes sobrecargas durante un tiempo prolongado resultando insuficientes los sistemas de refrigeración propios de la máquina, se producirá un calentamiento excesivo. Para controlar la temperatura se colocan unos termostatos teniendo dos temperaturas de tarado, una de alarma (100°C) y otra de disparo (110°C).
- **Protección de imagen térmica (49):** permite obtener una reproducción de la temperatura en el interior de la máquina. Así, es posible detectar sobrecalentamientos en el cobre. Está formado por una sonda termométrica situada en el interior de un cilindro aislante que enrolla una resistencia de caldeo, recorrida por la intensidad de carga del trafo. La sonda medirá una temperatura que será la suma de la generada por el novel calórico del aceite más el aporte calórico de la resistencia de caldeo. Así se consigue reproducir la temperatura del cobre fuera de la máquina.

2.6.8 Protección de Sobretensión (59) y Subtensión (27)

Hay equipos que son altamente sensibles ante sobretensiones como los transformadores, generadores o baterías de condensadores. Del mismo modo, hay otros equipos que pueden ser dañados ante subtensiones, como los motores, reguladores, etc.

Las protecciones de sobretensión y subtensión corrigen la desviación de la tensión que intentarán hacer los reguladores. Deben operar en un tiempo prudencial, ya que hay ocasiones en las que deben soportar subidas o bajadas de tensión sin que sobrepase un determinado valor. Para ello se utilizan relés de tiempo inverso con tiempos de operación comprendidos entre 2 y 20 segundos. El disparo instantáneo se emplea en los casos en los que la sobretensión es de gran magnitud.

En la red de transporte de 400 kV se ajusta la protección de sobretensión para dar un disparo en 1 segundo al pasar los 480 kV, y lo envía por el teledisparo (explicado más adelante) en las posiciones de línea. La protección de subtensión se programa para un disparo a los 4 segundos.

2.6.9 Protección de Frecuencia (81)

En el sistema eléctrico debe haber un equilibrio entre generación y consumo y así asegurar la calidad del servicio. Una de las magnitudes que la definen es la frecuencia y tiene que mantener un valor estable.

Un descenso anormal de la frecuencia indica que el sistema está en peligro de colapso total, ya que indica que la potencia demandada a la red por los consumidores es superior a la generada. En esta situación, un exceso de carga en un generador provocaría un disparo del mismo por sobrecarga, lo que puede provocar un empeoramiento en las condiciones de trabajo de los demás generadores y producir un efecto cascada. Esto se evita introduciendo más generadores de reserva o desconectando exceso de carga.

Los relés 81 detectan esta bajada del valor de frecuencia, provocando una desconexión de la carga de forma que el sistema se recupere, conservando la parte principal de la carga conectada y bloqueando el cierre de las posiciones disparadas hasta que la frecuencia alcance un valor normal.

2.6.10 Protección de Fallo de Interruptor (50S.62)

Se utiliza cuando se necesita eliminar una falta en el sistema en tiempos inferiores a la actuación de la protección secundaria. Consiste, por tanto, en un sistema de protección de respaldo garantizando la eliminación semirrápida de la falta.

Su principio de funcionamiento es el comprobar si continúa el paso de corriente después de un intervalo de tiempo tras el arranque de la protección principal. Su sistema de supervisión de la corriente es un relé de sobreintensidad. La realización de la lógica de disparo implica la actuación sobre gran cantidad de interruptores y de forma selectiva, en función de la topología de la subestación. Es por ello que se asocia su disparo sobre todos los interruptores y que además dispone de toda la información de la configuración del sistema.

2.6.11 Reenganche (79)

Las faltas que tienen lugar en las líneas aéreas son transitorias el 90% de los casos, siendo la causa más común los efectos de los rayos, seguido de la oscilación de conductores y contactos de objetos.

Debido a lo anterior, si se elimina rápidamente la falta por actuación de las protecciones de línea y se deja el tiempo necesario para la desionización del arco, el cierre posterior y automático de los interruptores supone una reposición satisfactoria del servicio. Esto supone una mejora de la calidad del servicio disminuyendo los tiempos de indisponibilidad de servicio, así como manteniendo la estabilidad y el sincronismo de la red.

Las faltas semipermanentes suelen aparecer en redes de distribución. En las líneas de cable aislado no se debe reenganchar, ya que los defectos son mayoritariamente permanentes. En las líneas mixtas, parte aéreas parte enterradas, si la proporción de cable aislado es menor de la mitad de la longitud total de la línea lo habitual es condicionar el reenganche a que la falta suceda en el tramo aéreo.

Actualmente, la función de reenganche la tienen los dos relés de protección de línea, actuando normalmente el de la protección primaria y, sólo ante fallo de ésta, la secundaria. Para ello, se cablea el contacto de defecto de la protección primaria en una entrada digital de la secundaria. La orden de reenganche, dada por cualquiera de las dos protecciones, es recibida por el relé de protección de interruptor siendo éste quien en realidad da la orden de cierre a las bobinas del interruptor.

2.6.12 Discordancia de Polos (2)

Esta protección vigila que los tres polos del interruptor estén en la misma posición, bien los tres abiertos bien los tres cerrados. Su actuación no corta corrientes de cortocircuito, ya que, en principio, no tiene porque haber

ocurrido ningún defecto eléctrico.

2.6.13 Comprobación de Sincronismo (25, 25AR)

Dos sistemas eléctricos únicamente pueden conectarse si están en **sincronismo**, esto es, que tengan el mismo módulo de tensión, la misma frecuencia y la misma secuencia de fases. El cierre del interruptor cuando no ocurre el sincronismo provoca un cortocircuito.

Este relé recibe las tensiones aguas arriba y aguas abajo del interruptor. Si al recibir la orden de cierre del interruptor hay condiciones de sincronismo el relé permitirá la orden de cierre. Si no hay condiciones de sincronismo bloqueará la orden.

El teleacoplador (25AR) informa de las razones por las que no hay sincronismo, por ejemplo la diferencia excesiva de módulo, sobrefrecuencia, etc.

Normalmente esta función está incorporada en la protección de interruptor (PI).

2.7 Teleprotección y Teledisparo. Comunicación por Onda Portadora

La **teleprotección** es un equipo que ofrece una mejora de la protección de distancia (21), ya que esta última no cubre la totalidad de la longitud de la línea. Con la teleprotección, cuando el relé 21 detecte un fallo en un extremo de la línea, se envía una señal de aceleración de zona o de bloqueo al otro extremo y así se logra disminuir los tiempos de disparo. La comunicación se realiza entre dos relés 21 situados en ambos extremos de la línea.

El **teledisparo** consiste en el envío de un disparo al interruptor del otro extremo de la línea. Actúa directamente sobre las bobinas del interruptor. Normalmente se asocia a la segunda bobina. Los motivos para enviar una orden de teledisparo dependen del criterio de cada compañía. Algunos de ellos pueden ser por actuación de la protección de fallo interruptor, sobretensión o teledisparo voluntario.

Tanto el teledisparo como la teleprotección utilizan el mismo equipo de comunicaciones, llamado equipo de teledisparo o teleprotección, que a su vez se puede comunicar de tres maneras distintas:

- Mediante **Onda Portadora**: equipo que emite y recibe la señal de comunicación del teledisparo a muy alta frecuencia (30-500 kHz). La onda portadora permite la comunicación entre dos subestaciones utilizando como medio físico los cables de potencia de la línea que une ambas subestaciones. Se conecta con el equipo de teledisparo y éste con unas unidades de acoplo situadas en los apoyos de los transformadores de tensión capacitivos para la inyección de la señal en la línea. La comunicación puede ser fase-tierra o fase-fase. En la primera sólo se envía la señal por el conductor de una de las fases de la línea, y la segunda utiliza dos conductores.
- Mediante **fibra óptica**: gracias a un multiplexor (SDH) conectado al equipo de teledisparo. Este equipo se utiliza cuando las teleprotecciones de la subestación no pueden comunicarse directamente a través de fibra óptica. En este caso, todas las señales se concentran en un multiplexor y éste las reúne y las manda a otra subestación a través de fibra óptica.
- Mediante **fibra óptica** directa, saliendo el propio equipo de teledisparo. Se usa cuando las teleprotecciones pueden mandar señales por ellas mismas a través de fibra óptica, sin necesidad de equipo intermediario. Este tipo de teleprotecciones son las que se están empezando a implementar en subestaciones nuevas.

La comunicación siempre se suele realizar de manera redundante mediante estas tres formas, de manera que en el caso de fallo de una de ellas se pueda seguir garantizando la comunicación.

Para lograr la comunicación mediante los equipos de onda portadora se necesitan los siguientes elementos:

- Bobinas de bloqueo: su misión es no permitir el paso de las ondas de señal de alta frecuencia al

embarrado de la subestación, actuando como barrera. Para ello, las bobinas presentan una impedancia al paso de la onda directamente proporcional a la frecuencia de la misma. Así, ante frecuencias altas dispone de una impedancia muy elevada. Por ejemplo, para la señal de comunicación (con frecuencia elevada) presenta una impedancia elevada pero, ante la onda de potencia (con frecuencia 50 Hz), presenta una impedancia baja, lo que permite su paso hacia la subestación.

- Transformadores de tensión capacitivos: su comportamiento es el contrario a las bobinas de bloqueo. Son elementos que introducen la señal de alta frecuencia en la línea y la sacan de la misma en el otro extremo. Dispone de un condensador que presenta una impedancia inversamente proporcional a la frecuencia de la onda. Así, la onda de 50 Hz ve al condensador con una impedancia elevada pero la onda de comunicaciones lo ve con muy poca impedancia y por tanto el camino a tomar.
- Unidades de acoplo: Son unas cajas colocadas en el soporte del trafo capacitivo y que alojan los elementos que permiten sintonizar la señal para que pueda ser captada. Estas unidades transmiten la onda hasta el equipo de onda portadora o hacia el trafo diferencial.
- Transformadores Diferenciales: Sólo son necesarios en el caso de comunicación fase-fase. En la subestación emisora, sirven para dividir la señal generada por el equipo de onda portadora en dos ondas de la mitad de potencia cada una. En la subestación receptora hace el caso inverso.
- Onda portadora: equipo que emite y recibe la señal ante una actuación del equipo de teledisparo.
- Equipo de Teledisparo: equipo en el que parten las órdenes de teledisparo y teleprotección.

2.8 Sincronización de los Relés de Protección

Para estudiar el sistema y los defectos que se producen en él, surge la necesidad de tener sincronizados los relés de una misma posición de línea, o incluso de distintas subestaciones entre sí.

La sincronización de los relés de protección consiste en que todos los relés de la subestación presenten la misma hora, de forma que sus registros oscilográficos sean comparables. Actualmente con los relés digitales cada uno de ellos puede almacenar registros oscilográficos. Estos registros consisten en la grabación de una serie de parámetros del sistema.

Anteriormente, esta función la realizaban únicamente los oscilos y mostraban sus registros impresos en papel. Los oscilos registraban una serie de entradas analógicas junto con una serie de entradas digitales, de forma que le permitiesen hacer un estudio de las condiciones previas y comportamiento del sistema ante un defecto.

Los relés digitales actuales permiten registrar las señales analógicas y digitales, tanto internas al relé (generadas por los propios algoritmos del mismo) como señales digitales externas que son captadas por el relé en sus entradas digitales. Utilizan un almacenamiento de memoria tipo FIFO (First In First Out), de forma que el relé va grabando en su memoria de una forma cíclica y borrando, si no se ha producido ningún defecto, las señales grabadas en primer lugar. Cuando se produce un defecto la información se mantiene grabada y no se borra posteriormente.

A nivel de subestación, debe existir un relé maestro que sincronice todos los demás. Para sincronizar relés de distintas subestaciones, se debe de tener un relé maestro para ello, y esto se consigue con la sincronización mediante GPS.

2.9 Comunicaciones de los Relés de Protección

La comunicación de los relés de protección se hace posible gracias a la telegestión y el telecontrol.

2.9.1 Telegestión

La telegestión permite la gestión remota de los relés, de forma que no sea necesario desplazarse hasta la subestación para ver los ajustes que ha cargado el relé, modificarlos, descargar los registros del oscilo, cambiar la programación, etc. Con la telegestión, se puede controlar todo de forma local conectándose a un PC remoto mediante la dirección IP asignada al relé.

Una forma de lograr la telegestión es a través del proyecto SIGRES (Sistema de Información y Gestión Remota de Equipos de Subestaciones), desarrollado por Red Eléctrica en muchas de sus subestaciones. Es necesario conectar el relé mediante un puerto Ethernet RJ45 y un cable de pares de categoría UTP-5 a cada uno de los switches de los distintos armarios SERVIP de la sala de comunicaciones de la subestación. Todos los switches de los armarios SERVIP están conectados a un switch principal colocado en otro armario y éste a su vez está conectado con dos equipos SIGRES NR que son los que ponen en conexión los relés de la subestación con el exterior.

2.9.2 Telecontrol

Se conoce como telecontrol al control remoto de las subestaciones, realizado desde el despacho de explotación de la compañía eléctrica mediante la recepción de señales y alarmas que permitan dar conocer al operador el estado y la topología de la instalación y la emisión órdenes. De esta forma, las subestaciones pueden funcionar de forma autónoma, siendo necesario únicamente ir a las mismas para realizar las labores de mantenimiento.

El elemento que comunica la subestación con el centro de control es la RTU (Unidad Terminal Remota). Esta recoge todas las señales, las envía al despacho y recibe órdenes.

LA RTU programable que actualmente se usa es la Unidad Local de Control (ULC). Cada ULC dispone de 6 tarjetas de entradas digitales con 32 entradas cada una y 5 tarjetas de salidas digitales con 16 salidas cada una. Además, la ULC dispone de 1 tarjeta de 4 entradas analógicas de tensiones (para el sincronismo manual). Cada ULC tiene en su frente una pantalla táctil donde se representa el unifilar de las posiciones a las que da servicio junto con las señalizaciones de las alarmas.

Dentro de la ULC existen otras llamadas mULC, que son las ULC de cada posición de línea de la subestación. Cada mULC de cada posición de línea de la subestación se localiza en distintos armarios independientes. Todas las mULC de una subestación se comunican mediante una doble vía con el CCS (Centro de Control de la Subestación). Este armario CCS aloja otra ULC, denominada ULC/0, que recoge las señales de los SSAA.

Actualmente es posible que las señales enviadas desde los relés de protección numéricos a las ULC y las mULC se realicen mediante comunicaciones. De forma que de cada relé únicamente sea necesario cablear la señal de anomalía del equipo.



Ilustración 2-27: Bastidor Integrado

Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Diseño del Sistema de Control y Protección de una Posición de Línea de 220 kV

Autor:

Luz María Fernández Bravo

Tutor:

Antonio de la Villa Jaén

Profesor titular

Dep. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2018