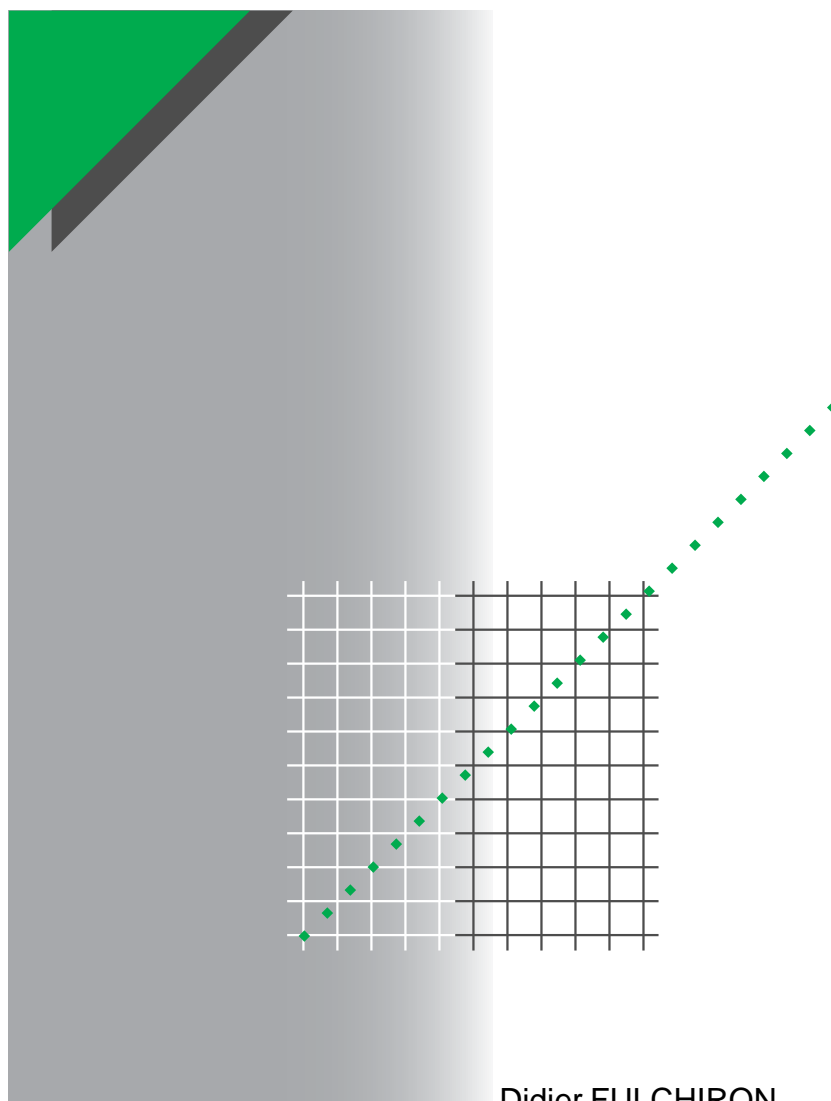


Cuaderno Técnico nº 203

Elección de parámetros fundamentales en las redes de MT de distribución pública



Didier FULCHIRON

	Merlin Gerin
	Eunea Merlin Gerin
	Modicon
	Telemecanique
	Mesa
	Himel
	Square D

La **Biblioteca Técnica** constituye una colección de títulos que recogen las novedades electrotécnicas y electrónicas. Están destinados a Ingenieros y Técnicos que precisen una información específica o más amplia, que complemente la de los catálogos, guías de producto o noticias técnicas.

Estos documentos ayudan a conocer mejor los fenómenos que se presentan en las instalaciones, los sistemas y equipos eléctricos. Cada uno trata en profundidad un tema concreto del campo de las redes eléctricas, protecciones, control y mando y de los automatismos industriales.

Puede accederse a estas publicaciones en Internet:

<http://www.schneiderelectric.es>

La colección de **Cuadernos Técnicos** forma parte de la «Biblioteca Técnica» de **Schneider Electric España S.A.**

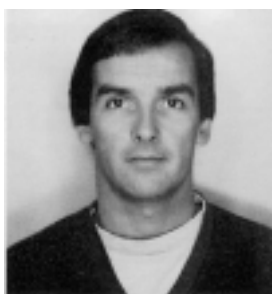
Advertencia

Los autores declinan toda responsabilidad derivada de la incorrecta utilización de las informaciones y esquemas reproducidos en la presente obra y no serán responsables de eventuales errores u omisiones, ni de las consecuencias de la aplicación de las informaciones o esquemas contenidos en la presente edición.

La reproducción total o parcial de este Cuaderno Técnico está autorizada haciendo la mención obligatoria: «Reproducción del Cuaderno Técnico nº 203 de Schneider Electric».

Cuaderno Técnico nº 203

Elección de parámetros fundamentales en las redes de MT de distribución pública



Didier FULCHIRON

Diplomado de la Ecole Supérieure d'Electricité en 1980, en 1981 se incorpora a los servicios técnicos en el Centro de Ensayos de Gran Potencia de Merlin Gerin.

Más adelante colabora en diferentes desarrollos de materiales de Media Tensión destinados principalmente a la distribución pública. En el seno de la Actividad Media Tensión de Schneider Electric participa en la prescripción técnica de los materiales Schneider y asimismo forma parte de los comités internacionales de normalización.

Trad.: Lluís Miret

Original francés: marzo 2001

Versión española: marzo 2002

	Merlin Gerin
	Eunea Merlin Gerin
	Modicon
	Telemecanique
	Mesa
	Himel
	Square D

Elección de parámetros fundamentales en las redes de MT de distribución pública

Las redes de distribución pública de media tensión - MT - se construyen utilizando dos parámetros fundamentales que influyen en la mayor parte de los elementos que la constituyen y en su explotación. Estos parámetros son el modo de gestión del neutro y la tensión de servicio. Su elección tiene un impacto muy grande sobre el conjunto de la red, y su modificación es muy difícil y, en la práctica, imposible o económicamente irrealista. Por lo tanto es imprescindible comprender perfectamente las influencias de estas dos elecciones sobre las otras características de la red, como el sistema de protección, la seguridad, la gestión de defectos...

El presente documento muestra los límites impuestos por estas elecciones y revisa las distintas soluciones existentes mostrando sus ventajas e inconvenientes.

Índice

1	Introducción	1.1 El régimen de neutro	p. 5
		1.2 Principales efectos de esta elección sobre los componentes de la red	p. 6
		1.3 Plan de protección contra los defectos de aislamiento (defecto a tierra)	p. 6
		1.4 La seguridad de las personas y de los animales	p. 7
		1.5 La compatibilidad electromagnética	p. 8
		1.6 La tensión de servicio	p. 9
2	Situación de las redes existentes	2.1 Puesta a tierra del neutro	p. 10
		2.2 Tensiones de servicio	p. 10
3	Características de los sistemas «4 hilos»	3.1 Plan de protección de las redes de neutro distribuido («4 hilos»)	p. 12
		3.2 Explotación de las redes de neutro distribuido («4 hilos»)	p. 13
4	Características de los sistemas «3 hilos»	4.1 Plan de protección de las redes de neutro no distribuido («3 hilos»)	p. 15
		4.2 Explotación de las de las redes de neutro no distribuido («3 hilos»)	p. 18
5	Tensión de servicio, criterios de elección	5.1 Pérdidas y caídas de tensión	p. 21
		5.2 Dificultades de aislamiento y costes asociados	p. 22
		5.3 Evolución de las redes de MT en el mundo	p. 23
6	Conclusiones		p. 24

1 Introducción

1.1 El régimen de neutro

Impacto sobre las características eléctricas

El modo de puesta a tierra del neutro, a nivel del transformador AT/MT y la elección de distribuir o no el conductor de neutro (de ahí la distinción entre «red de 4 hilos» y «red de 3 hilos») tienen una influencia directa sobre varios parámetros importantes de la red.

- La corriente de defecto a tierra: en caso de defecto entre una fase y tierra, el valor de la corriente de defecto está determinado principalmente por la impedancia de la puesta a tierra del neutro y por las capacidades presentes en la red entre tierra y conductores de fases (líneas, cables y condensadores).

- La tensión de contacto y la tensión de paso: estas dos nociones se refieren a la seguridad de las personas frente a un defecto eléctrico. Estas tensiones están ligadas directamente al valor de la corriente de defecto a tierra y a las impedancias que recorre la corriente.

- El nivel de sobretensiones: la puesta a tierra del neutro afecta a las sobretensiones de frecuencia industrial en caso de defectos a tierra, pero también influye la amplitud y amortiguación de posibles fenómenos oscilantes o transitorios.

- El nivel de perturbación de las redes del entorno: en caso de redes aéreas, el bucle recorrido por una corriente de defecto a tierra hace aparecer un campo magnético importante. Esto causa tensiones en los circuitos de las redes vecinas, y especialmente en las redes cableadas de telecomunicación (en tecnología de cobre). El nivel de estas tensiones puede ser inaceptable para el funcionamiento, especialmente para el aislamiento, de los equipos vecinos. Por consiguiente, es preciso un estudio de compatibilidad electromagnética (CEM) antes de la implantación de una línea de MT.

Impacto sobre las características de explotación

La puesta a tierra del neutro influye igualmente sobre varios criterios de explotación:

- la duración admisible de los defectos a tierra (extensión de los desperfectos y seguridad),
- el comportamiento de los cebados en el aire (autoextintores o no),
- medios para localizar el defecto en la red,
- las fluctuaciones de tensión en los bornes de las cargas durante los defectos a tierra,
- el número y la duración de los defectos percibidos por los clientes,
- la posibilidad y la facilidad de reconfiguración tras un incidente.

Impacto sobre las especificaciones de construcción

El modo de puesta a tierra del neutro influye de forma significativa en la construcción de las redes:

- las impedancias de las puestas a tierra deben tener los valores adaptados a la corriente de defecto,
- los conductores afectados por los defectos a tierra deben tener una resistencia térmica adecuada,
- el aislamiento de los conductores y de los materiales debe tener en cuenta las posibilidades de sobretensiones, influidas por el régimen de neutro.

1.2 Principales efectos de esta elección sobre los componentes de la red

En el cuadro de la **figura 1** vemos la lista de algunos efectos significativos generados por la elección inicial de una puesta a tierra del neutro.

Se sigue considerando la hipótesis de defecto a tierra, ya que la puesta a tierra del neutro no influye en los defectos polifásicos.

Este cuadro muestra que varios factores (seguridad, calidad de servicio y coste) resultan afectados directamente por el valor de la corriente de defecto a tierra. Ocurre en la seguridad de las personas (tensiones de paso y de contacto), en los "huecos de tensión" en la

baja tensión, en la CEM con los circuitos eléctricos cercanos (entre ellos los de telecomunicaciones) y los desperfectos en el lugar del defecto. Esto confirma que no hay un régimen de neutro "perfecto". Los intereses y las dificultades se reparten.

Además, la importancia relativa de esos intereses y ventajas varía según las partes de las líneas aéreas y de cables subterráneos, la longitud de las líneas, etc. Una elección cuidadosa puede ser cuestionable tras algunos años dependiendo de la evolución de una red.

Situación del Neutro	Aislado	Compensado (Petersen)	Impedante	Directo a tierra
Intensidad de defecto	Relacionada con las capacidades parásitas: 2 a 200 A	Casi nula, según la compensación y el factor de calidad (< 40 A)	Según la impedancia: 100 a 2000 A	Importante de 2 a 25 kA, varía según la localización
Daños	Pequeños	Casi nulos	Pequeños	Importantes
Perturbaciones de tensión	Ninguna	Ninguna	Pequeñas	Significativas
Solicitaciones	Sobretensiones eventuales	Térmicas sobre la bobina	Térmicas sobre la impedancia	Térmicas y electrodinámicas
Protecciones contra los defectos a tierra	Difíciles	Complejas	Fáciles (selectividad cronométrica)	«3 hilos»: fáciles (selectividad amperimétrica)

Fig. 1: Efectos significativos resultantes de la elección inicial de la puesta a tierra del neutro.

1.3 Plan de protección contra los defectos de aislamiento (defecto a tierra)

La noción de plan de protección comprende varios aspectos:

- determinar las situaciones de defecto a tratar,
- elección y localización de la aparamenta destinada a eliminar los defectos,
- elección y parametrización de los relés previstos para supervisar las magnitudes eléctricas, diagnosticar las situaciones de defecto y dar las órdenes de apertura a la aparamenta,

■ organización de la selectividad entre los diferentes relés, de manera que el aparato más cercano al defecto sea el único en disparar para así minimizar la extensión de la zona sin tensión.

Por consiguiente, el diseño de un plan de protección necesita un análisis de la red y de los fenómenos que se presentan en situación normal y de defecto, el conocimiento de las posibilidades de medida y análisis (captadores, relés, automatismos...) y una aproximación global al tema a fin de determinar las regulaciones pertinentes.

1.4 La seguridad de las personas y de los animales

El valor de las corrientes de defecto a tierra tiene consecuencias sobre otros aspectos además de la explotación de la red (**figura 1**). En particular, en caso de un defecto a tierra, una corriente recorre conductores que normalmente están sin tensión (como las masas y la tierra) cuyas configuraciones e impedancias no siempre están controladas. Las caídas de tensión que causan estas impedancias presentan riesgos de electrización para los seres vivos que estén situados cerca del defecto.

Tensiones de paso y de contacto

En efecto, en caso de circulación de corriente a través de partes conductoras que normalmente están sin tensión, entre las que se incluye el suelo, la impedancia de estas partes conductoras puede hacer que dos puntos accesibles simultáneamente estén sometidos a una diferencia de potencial peligrosa. Según el tipo de contacto que se establece, se habla de tensión de contacto (entre dos partes del

cuerpo, la mayoría de las veces entre las dos manos) y de tensión de paso (entre dos pies o dos patas) (**figura 2**).

Numerosos textos de normas y reglamentos dirigen sus esfuerzos a minimizar el riesgo de electrización. Pero si las impedancias de los materiales son fáciles de reconocer y son estables en el tiempo, no ocurre lo mismo con las impedancias de puesta a tierra, cuyos valores muy pequeños son difíciles de mantener. Por consiguiente, la seguridad puede mejorarse por medio de una mayor tolerancia frente a las impedancias de puesta a tierra y, simultáneamente, por una limitación del valor de las corrientes de defecto a tierra. Las normas internacionales introducen una relación tensión-duración para definir lo que puede soportar el cuerpo humano. Los valores máximos admisibles de tensión de paso y de contacto serán, por consiguiente, tanto menores cuanto mayor sea la duración de eliminación de un defecto.

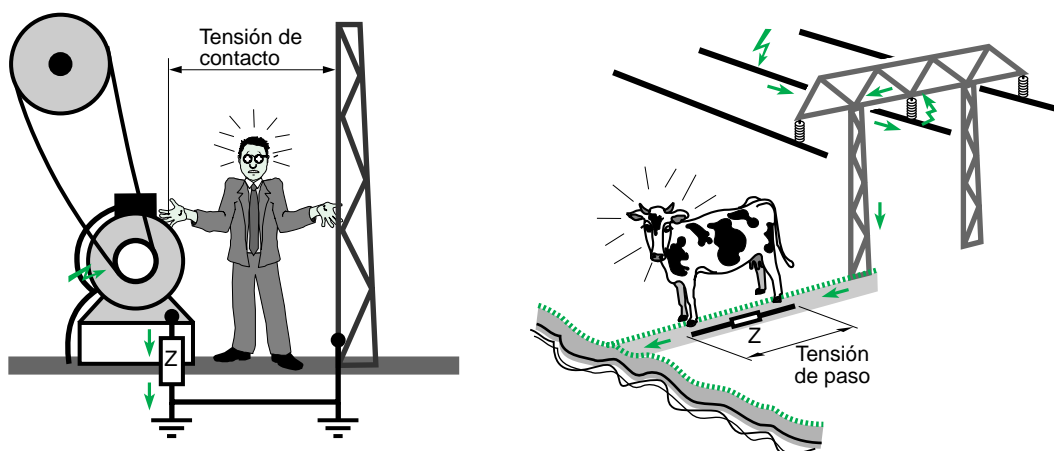


Fig. 2: Ejemplos de tensión de contacto y de tensión de paso.

1.5 La compatibilidad electromagnética

Introducción a los circuitos de telecomunicación

En las redes «3 hilos», en situación normal de explotación, no hay circulación de corriente a tierra. Solamente las situaciones de defecto a tierra (**figura 3**) ocasionan la emisión de un campo magnético significativo y se deben tener en consideración en los estudios de compatibilidad electromagnética (CEM).

En cuanto a las redes «4 hilos» en situación de explotación normal, el desequilibrio admisible de carga entre las diferentes fases ocasiona una corriente en el neutro. Esta corriente se reparte entre el conductor de neutro y la tierra, a causa de la puesta a tierra de este conductor de neutro en múltiples lugares. Por lo tanto, hay que tratar con una situación permanente de emisión de campo magnético a frecuencia industrial. Por el contrario, con una corriente de defecto parecida, la presencia del cuarto conductor, colocado generalmente sobre los soportes de la línea, reduce el bucle emisor.

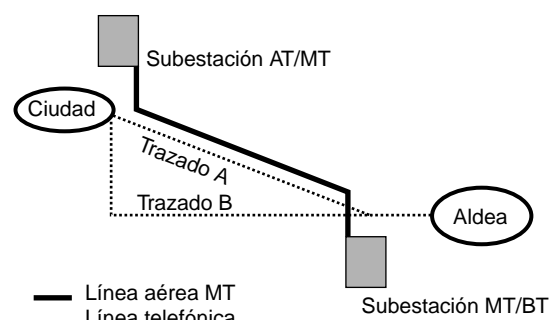
En todos los casos estas radiaciones están ligadas a la geometría de las líneas y es difícil reducirlas, especialmente mientras se mantiene un determinado sistema y una técnica de red aérea. Así pues, la disminución de las corrientes de defecto a tierra, en los sistemas de redes de tres hilos, puede ser la solución más aconsejable, especialmente teniendo en cuenta que mejora la seguridad de las personas tal como se ha indicado anteriormente.

Cuando los explotadores de esas redes (energía y comunicación) pueden colaborar, el establecer reglas de explotación en sus líneas respectivas

puede contribuir a la disminución del acoplamiento magnético entre las respectivas redes, por ejemplo reduciendo el bucle "receptivo" del circuito perturbado mediante el empleo de cables trenzados en lugar de hilos paralelos, e incluso evitando un trazado paralelo demasiado próximo entre ambas redes (**figura 4**).

Sin embargo, lo que lleva a los distribuidores de energía a cuestionarse cada vez más sus sistemas de gestión del neutro es el aumento de la severidad de las normas de emisión.

Nota: Las redes ejecutadas con cable subterráneo disfrutan de la ventaja de una impedancia pequeña de puesta a tierra y de una cierta sombra electromagnética por la interconexión de las pantallas. Así pues están menos afectadas por los factores tratados en los apartados 1.4 y 1.5.



La red telefónica ejecutada según el trazado B estará menos perturbada que si se lleva por el trazado A.

Fig. 4: Reducción del acoplamiento entre una red MT y una red cableada de telecomunicaciones.

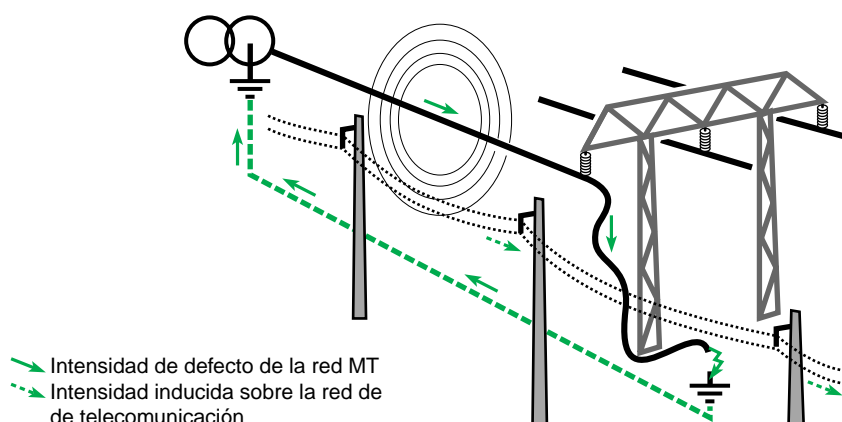


Fig. 3: Tensiones inducidas por las redes de MT en los circuitos de los cables de telecomunicación.

1.6 La tensión de servicio

Un compromiso entre parámetros contradictorios

Para elegir la tensión de servicio de una red, hay que tener en cuenta un cierto número de datos:

- la longitud media de las líneas MT,
- la potencia suministrada,
- las pérdidas,
- el coste del aislamiento y de los materiales,
- el histórico y la política del distribuidor.

■ La longitud media de las líneas MT:
En efecto, se corre el riesgo de que la impedancia, aumentada por la longitud de las líneas, genere caídas de tensión inaceptables. Así, una zona geográfica muy extensa, alimentada por un número pequeño de subestaciones AT/MT llevará a la utilización de una tensión de servicio más bien elevada.

■ La potencia suministrada: en las zonas de gran densidad de consumo, las líneas, incluso de poca longitud, han de atender a numerosas cargas. Para una misma tensión, las corrientes elevadas limitan el sistema, lo que lleva a preferir una tensión de servicio más elevada.

■ Las pérdidas:
Incluso en los casos en que las caídas de tensión y las corrientes todavía tienen un valor admisible, puede que las pérdidas de energía por efecto Joule tengan un coste importante. Aumentar la tensión de servicio permite disminuir las pérdidas de energía para una potencia distribuida determinada.

■ El coste del aislamiento y de los materiales:
Cuanto mayor es la tensión, mayores han de ser las distancias de aislamiento. Esto conlleva un aumento en las dimensiones de las obras y de los equipos, con el correspondiente aumento de los costes. Además, algunas tecnologías que están disponibles para tensiones "pequeñas" no lo están para tensiones de gama superior.

■ La historia y la política del distribuidor:
Además del hecho de que cambiar la tensión de servicio es muy difícil, a menudo un distribuidor elige una única tensión de servicio a fin de racionalizar sus materiales. Si la red es muy extensa, esta tensión única no será la elección óptima que podría elegirse con criterios técnico económicos para zonas geográficas más pequeñas. Sin embargo, esta política presenta buenas oportunidades de economía de escala y de reutilización de materiales.

La elección se limita a valores estándar

A fin de poder acceder a un mercado amplio de proveedores, y por lo tanto beneficiarse de condiciones competitivas favorables, un distribuidor debe limitar su elección a los valores normalizados, lo que le asegura la disponibilidad de los diferentes materiales (aislantes, cables, aparatos...) de diversos constructores. La utilización de estos valores normalizados le permite igualmente beneficiarse de la experiencia acumulada por los constructores y por los organismos de normalización. Finalmente, la existencia de normas de referencia permite facilitar las relaciones contractuales asegurando un buen nivel de prestaciones y de calidad.

2 Situación de las redes existentes

2.1 Puesta a tierra del neutro

Las redes pueden clasificarse en dos grandes categorías:

- aquéllas en las que el neutro está distribuido (redes de 4 hilos),
- aquéllas en las que el neutro no está distribuido.

En teoría, cada una de estas categorías puede utilizar puestas a tierra del neutro con valores de impedancia diversos (figura 5).

De hecho, todas las redes "4 hilos" utilizan una conexión del neutro directa a tierra. Además, el conductor de neutro puede conectarse a tierra en múltiples puntos de la red y entonces no presenta nunca una tensión peligrosa. Este esquema es el que se utiliza en los Estados Unidos y de modo general en América del Norte, así como en una parte de América del Sur, en Australia y en otros países bajo la influencia de los Estados Unidos.

Las redes "3 hilos" utilizan cuatro tipos de puesta a tierra:

- neutro directo a tierra (Gran Bretaña, España...),
- neutro poco impedante R/L (Francia, Alemania, España...),
- neutro compensado o "de Petersen" (Alemania, Hungría, Polonia...),
- neutro aislado (España, Suecia, Noruega, Italia, China...).

La elección se hace en función de las particularidades locales, como las extensiones respectivas de la red aérea y de la red subterránea. Es posible hacer cambios, pero éstos acostumbra a ser muy onerosos (trabajos importantes y cambios de material muy costosos).

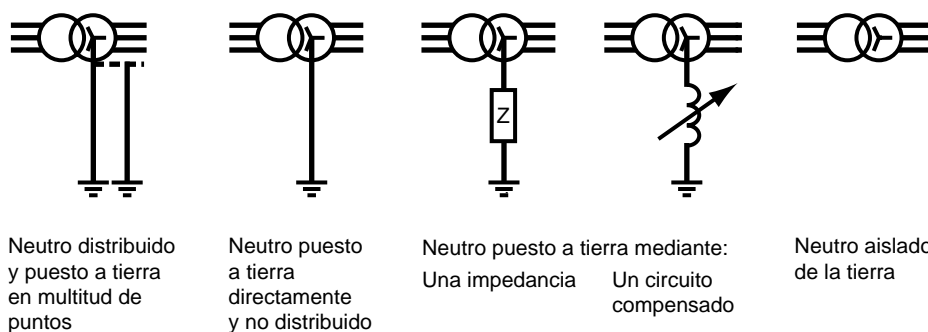


Fig. 5: Los distintos esquemas de conexión a tierra de las redes de distribución de MT.

2.2 Tensiones de servicio

Los distribuidores de energía utilizan tensiones de servicio entre los 5 y los 33 kV. Las tensiones más pequeñas se encuentran solamente en redes de poca extensión, especialmente en zonas urbanas. Algunas tensiones de servicio están en vías de desaparición, pero puede que existan aún durante bastante tiempo debido al pequeño ritmo de renovación de las redes.

Existen dos sistemas normativos importantes que coexisten y preconizan distintos valores de tensión como preferentes:

- La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) sirve de referencia a una parte importante del planeta

■ El American National Standard Institute (ANSI) es la referencia para los países que están o han estado bajo la influencia de los Estados Unidos.

Estos sistemas normativos introducen la noción de "tensión asignada", valor que sirve para

definir el conjunto de las características de los materiales. El cuadro de la **figura 6** da algunos de los valores que se encuentran normalmente, pero en la mayor parte de los países se utilizan varios niveles de tensión.

Tensión de servicio (kV)	País	Tensión asignada	Norma
6	Japón	7,2	CEI
10 a 12	Reino Unido, Alemania, China	12	CEI
13,8	USA, Australia	15	ANSI
15	(desapareciendo)	17,5	CEI
20	Francia, Italia, España	24	CEI
25	USA	27	ANSI
33	Turquía	36	CEI

Fig. 6: Ejemplos de valores de tensión utilizados en distribución pública.

3 Características de los sistemas «4 hilos»

Los sistemas «4 hilos» se caracterizan por la distribución del neutro MT hasta las cargas. Esta distribución se utiliza en los Estados Unidos y en algunos países bajo la influencia norteamericana, bajo el marco de las normas ANSI. Se utiliza solamente en régimen de neutro "directo a tierra" con la aplicación de un concepto de tierra global que consiste en colocar una puesta a tierra del conductor de neutro en numerosos puntos de la red, más o menos cada 200 metros. Por consiguiente la tensión neutro-tierra está bien controlada.

La distribución del conductor de neutro permite alimentar cargas entre el neutro y una fase (tensión simple): en este caso, una parte significativa de la energía se consume en monofásico. En situación de explotación normal esta utilización monofásica, cuyo reparto entre fases no está totalmente controlado por el distribuidor, lleva consigo la presencia de una corriente en el conductor de neutro o la puesta a

tierra. En general se admite que el desequilibrio de las cargas entre las diferentes fases puede llegar al 40% de la corriente asignada de una línea.

Como consecuencia de la puesta a tierra directa, la corriente de un defecto directo a tierra está limitado principalmente por la impedancia del tramo de la red entre el transformador AT/MT y el lugar del defecto. Esta situación exige la utilización de protecciones «descentralizadas» capaces de gestionar límites de actuación cada vez más bajos a medida que aumenta la distancia, y al mismo tiempo capaces de ser coordinadas. El plan de protección que resulta de todo ello es muy complejo y se presta mal a posibles reconfiguraciones de la red frente a posibles incidencias. Este plan de protección debe también adaptarse a cada modificación significativa de una línea, en lo que se refiere a la impedancia o la topología, lo que constituye un problema importante para su capacidad de evolución.

3.1 Plan de protección de las redes de neutro distribuido («4 hilos»)

En estas redes, la corriente de desequilibrio causada por las cargas monofásicas puede enmascarar una corriente de defecto a tierra. En efecto, las protecciones no pueden distinguir entre la corriente de una carga fase-neutro y la corriente de un defecto fase-tierra, si sus valores son parecidos. El valor de la corriente de defecto fase-tierra está ligado, por una parte, a la eventual impedancia del defecto en sí mismo y, por otra parte, a la impedancia de la red entre el transformador de alimentación AT/MT y el lugar del defecto. Por consiguiente, varía en función de la distancia del defecto a la subestación. En líneas un poco largas, un defecto fase-tierra alejado puede provocar una corriente inferior a la corriente de desequilibrio admitida a nivel de la salida de la subestación; en este caso, una protección situada en la subestación no es capaz de detectar este defecto. Se precisa una protección complementaria con umbrales más bajos para aumentar la parte de la red vigilada eficazmente, la llamada «zona de protección». En una red, la zona de protección es tanto más reducida cuanto más impedantes son los defectos a eliminar.

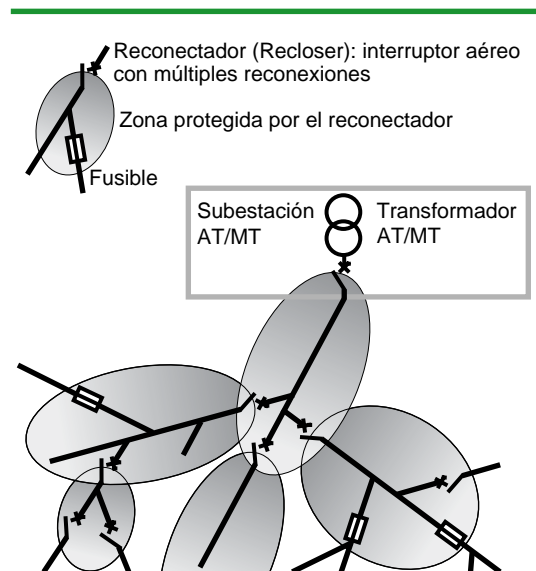


Fig. 7: Ejemplo de red de distribución norteamericana con múltiples dispositivos de protección en cascada. Nótese los solapamientos de las zonas de protección.

Por lo tanto, para obtener una buena detección de los defectos en este tipo de redes, cuyas corrientes de carga normal disminuyen conforme nos alejamos de la subestación, deben colocarse varios dispositivos en cascada (**figura 7**).

Cuando la potencia distribuida en el último tramo es pequeña, la protección más alejada de la subestación consiste en unos fusibles, por consideraciones de economía.

En relación con las partes subterráneas de la red (por cables), generalmente son menos extensas que las de red aérea y de impedancia más pequeña, de modo que la distancia del defecto a la subestación afecta poco al valor de la corriente de un defecto fase-tierra; no obstante, para poner en comunicación zonas no muy extensas a partir de un cable principal, estas redes tienen derivaciones monofásicas protegidas por fusibles.

3.2 Explotación de las redes de neutro distribuido («4 hilos»)

La explotación de este tipo de redes se caracteriza por dos importantes dificultades:

- riesgos eléctricos debidos a eventuales defectos de impedancia difíciles de detectar de una manera sencilla.
- cuando, para una buena continuidad de servicio, se precisa un anillo, debe tener la impedancia lo suficientemente pequeña como para estar dentro de la zona de protección.

En los párrafos precedentes se ha explicado la dificultad de diagnosticar defectos a tierra fuertemente impedantes. Publicaciones americanas recientes (1999) tienen en cuenta que, en más de la mitad de las intervenciones efectuadas a consecuencia de conductores caídos al suelo, estos conductores están bajo tensión cuando llegan los técnicos. Estas situaciones representan importantes riesgos

para las personas y también para los bienes (electrización o incendio).

Cuando se distribuye el neutro, hay que distinguir dos estructuras de red, según la presencia o no de una conexión que pueda formar anillo sin protección descentralizada.

Presencia de una conexión que puede cerrar un anillo sin protección descentralizada

Si este anillo existe, ha de ser necesariamente de una impedancia pequeña que le permita estar totalmente dentro de la zona de protección de los dispositivos AT/MT (**figura 8**). Es el caso típico de las zonas geográficas urbanas densas con distribución subterránea.

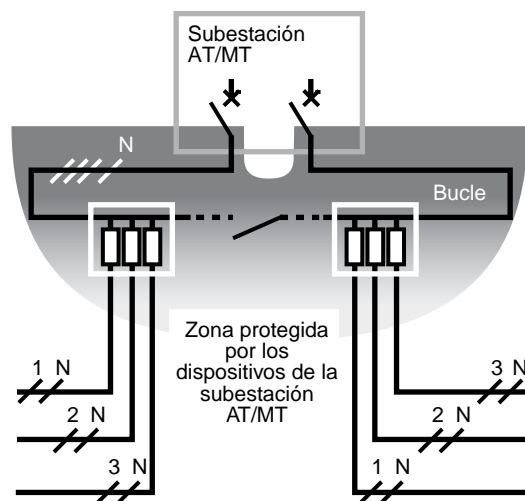


Fig. 8: Para proteger completamente un anillo de suministro respecto a los defectos a tierra, el anillo debe estar íntegramente dentro de la zona de protección de los dispositivos de la subestación AT/MT.

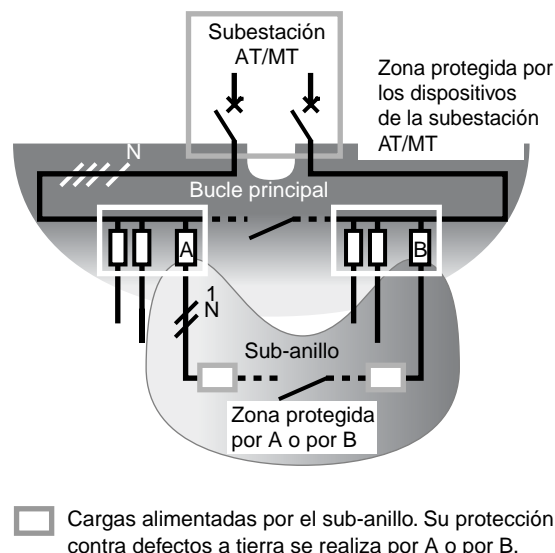


Fig. 9: Los dispositivos de la subestación AT/MT protegen el anillo principal. Las protecciones situadas en cada derivación que puede formar un sub-anillo cubren las necesidades de seguridad de las distintas configuraciones posibles.

El anillo puede explotarse según el principio de anillo abierto para beneficiarse, en caso de un incidente en el cable del mismo anillo, de las capacidades de recuperación del servicio ligadas a este esquema. A partir de este anillo, pueden realizarse derivaciones en monofásico o en trifásico equipadas con protecciones. (figura 9). Estas derivaciones pueden organizarse en sub-anillos para beneficiarse del mismo tipo de explotación, pero estos sub-anillos deben estar totalmente en la zona de protección de los dispositivos de la derivación.

A causa de las reducidas impedancias de los tramos de cables y de la existencia de tan sólo dos niveles de protección a gestionar, la capacidad de evolución de este sistema puede considerarse satisfactoria. Sin embargo, el necesario respeto de las zonas de protección limita su extensión geográfica.

Presencia de conexiones que pueden formar un anillo pero con protecciones descentralizadas

Cuando la red está estructurada en forma radial, con dispositivos de protección en cascada, no se pueden utilizar esquemas de tipo «emergencia» incluso en el caso en que la topología lo permitiera. En efecto, una alimentación de la carga, incluso temporal,

realizada desde el extremo de una arborescencia obligaría a redefinir los umbrales de protección y los niveles de selectividad de los diferentes dispositivos afectados. Dado que estas regulaciones son el resultado de cálculos bastante complejos, que se realizan teniendo en cuenta las longitudes y características de los diferentes tramos, no es fácil que se puedan gestionar situaciones de incidente por medio de modificaciones de las regulaciones. Por lo tanto la explotación está limitada al modo radial, y las situaciones de incidente pueden llevar consigo importantes duraciones de corte... hasta su reparación. Por razones similares, toda evolución de la topología o del nivel de carga de la red implica verificar la coherencia de las protecciones aplicadas. Modificar una red de este tipo es por lo tanto muy delicado y costoso. La capacidad de evolución de un sistema semejante puede considerarse como mediocre.

Sea cual sea la estructura de la red, la localización de los defectos que hacen funcionar las protecciones amperimétricas puede realizarse simplemente viendo qué elementos han reaccionado frente a sobreintensidades. Estos detectores de defecto colocados en los conductores de fase funcionan tanto para los defectos entre fases como para los defectos a tierra.

4 Características de los sistemas «3 hilos»

En estos sistemas, el neutro no está distribuido y por lo tanto no está disponible para los usuarios. Las cargas, incluso las monofásicas, sólo pueden conectarse a las fases de la red. Por lo tanto no generan ninguna corriente de neutro en el sistema de distribución y, salvo eventuales desequilibrios capacitivos entre los conductores de fases, la corriente residual de este sistema es nula.

El punto neutro de la red, a la disposición exclusiva del distribuidor, se puede poner a tierra por medio de una impedancia de cualquier tipo y valor. En la práctica, se utilizan principalmente cuatro regímenes de neutro: aislado, compensado, impedante o directo a tierra.

Si el valor de la impedancia de puesta a tierra del neutro es significativo comparado con el de las impedancias de la red, la impedancia

homopolar resultante determina, de hecho, el valor máximo de la corriente de defecto a tierra. En esta impedancia homopolar hay que tener en cuenta que la impedancia del neutro está en paralelo con el conjunto de las capacidades fase-tierra de la red. Estas capacidades pueden alcanzar valores importantes y contribuir de manera significativa a la corriente de defecto a tierra. En cualquier caso, a causa de la ausencia de corriente residual en la explotación, todos los defectos a tierra pueden ser detectados en la subestación. Según la impedancia del neutro, el modo de protección adoptado puede ser distinto, pero técnicamente no es necesario utilizar protecciones descentralizadas. Por consiguiente, el plan de protección puede ser bastante sencillo con la ventaja de admitir sin modificaciones los posibles cambios de configuración de la red.

4.1 Plan de protección de las redes de neutro no distribuido («3 hilos»)

Generalidades

En las redes de neutro no distribuido, las cargas deben conectarse obligatoriamente entre fases. Cuando existe una conexión de puesta a tierra del neutro, no la recorre ninguna corriente permanente. Esta situación sólo es teórica: las corrientes capacitivas que hay entre los conductores de fase y la tierra nunca están perfectamente equilibradas. Este desequilibrio proviene de las diferencias de geometría en las líneas aéreas, en el interior de los transformadores, en los recorridos de los cables de las diferentes fases, etc. Sin embargo, si en el momento de la construcción de la red el distribuidor toma la precaución de permutar los conductores de fases a lo largo de cada línea, la corriente residual permanente de cada línea puede reducirse a menos de 1A, incluso menos en el caso de neutro aislado. Semejante corriente residual natural permite diagnosticar, desde la subestación, la presencia de pequeñas corrientes de defecto a tierra.

Los órdenes de magnitud de estas corrientes de defecto son marcadamente diferentes de los de un sistema «4 hilos», por tanto las protecciones a prever son asimismo diferentes.

Red de neutro aislado

La red se llama «de neutro aislado» cuando no hay conexión física voluntaria entre el punto neutro MT del transformador y la puesta a tierra. El transformador puede tener un arrollamiento MT conectado en triángulo. El potencial medio de la red con respecto a la puesta a tierra queda determinado por las impedancias parásitas entre los conductores de fases y la puesta a tierra. Entre estas impedancias, las capacidades de las líneas y de los cables son preponderantes pero también están las impedancias de fuga de diferentes materiales (pararrayos, captadores de medida...) y las de eventuales defectos. La tensión residual (suma vectorial de las tres tensiones fase-tierra) de este tipo de red nunca es perfectamente nula. La supervisión de esta tensión es un buen indicador de la eficacia del aislamiento de la red, ya que todo defecto entre una fase y tierra lleva consigo un notable desequilibrio de impedancia y un aumento de la tensión residual. En cambio, esta información, al ser común al conjunto de la red, no permite localizar el defecto.

En el caso de un defecto franco a tierra (contacto directo de impedancia despreciable) la

tensión fase-tierra es nula para la fase afectada e igual a la tensión compuesta de la red para las otras dos fases. En ese momento las corrientes presentes en las capacidades fase-tierra de los tres conductores de fases no forman un conjunto trifásico equilibrado: por toda la red circula una corriente residual no nula. Su intensidad, al nivel de cada disyuntor de línea, depende de la longitud y del tipo de conexiones y de los equipos situados aguas abajo. La utilización de una protección de intensidad máxima no permite por tanto discriminar de manera sencilla y eficaz la línea que está en defecto de las líneas correctas.

Las redes de neutro aislado pueden seguir explotándose con un defecto a tierra mantenido (detectado y no eliminado). Este modo de explotación se utiliza a veces para mejorar la continuidad del servicio, ya que permite localizar el defecto mientras se mantiene el servicio a los clientes. El riesgo que conlleva la subsistencia de un defecto a tierra es la aparición de un segundo defecto del mismo tipo en una de las otras fases. Este segundo defecto ocasiona un

cortocircuito puesto que, durante toda la duración de la explotación con el defecto mantenido, las fases no afectadas tienen, frente a la tierra, una tensión igual a la tensión compuesta.

Red de neutro compensado (bobina de Petersen)

La red se llama «compensada» o «puesta a tierra por una bobina de Petersen» cuando en la conexión del neutro a la tierra se coloca una bobina de elevado factor de calidad cuyo valor de inductancia se ajusta para conseguir una compensación (condiciones de resonancia) entre las capacidades de la red y esta bobina (**figura 10**). Cuando hay un defecto a tierra de una de las fases de la red, esta conexión se traduce por una corriente muy pequeña en el defecto ($I_d = I_C - I_L$). Esta corriente es debida sólo a la imperfección del ajuste de la compensación, el desequilibrio capacitivo entre las fases y las pérdidas resistivas de la bobina.

El orden de magnitud normal de este tipo de corriente de defecto es de algunos amperios (típicamente de 2 a 20 A).

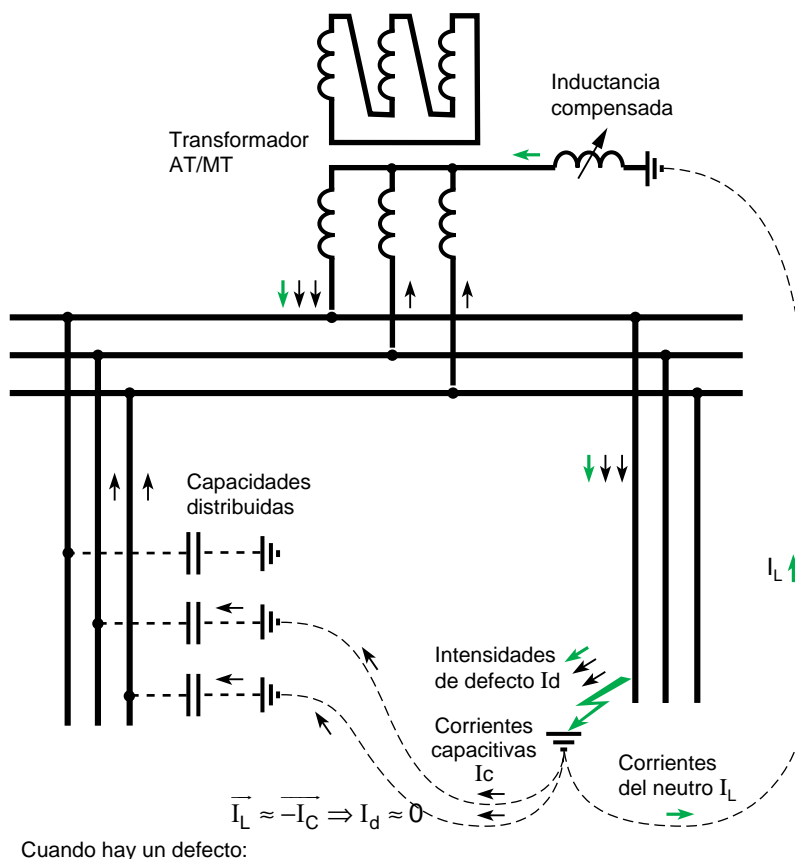


Fig. 10: Principio de explotación de una bobina de puesta a tierra cuya inductancia compensa la capacidad de la red.

La condición de resonancia se expresa por la fórmula $LC\omega^2 = 1$, con:

L = inductancia de neutro,

C = capacidad homopolar de la red (suma de las capacidades fase-tierra de las tres fases), y

ω = pulsación de la red ($\omega = 2\pi F = 100\pi$ para una red de 50 Hz).

Mantener esta condición de resonancia, cuando haya variaciones de configuración de la red e incluso en caso de variación de las condiciones climáticas, implica que la bobina sea regulable con una buena precisión. El ajuste se realiza generalmente por medio de un automatismo.

Este régimen de neutro presenta un interés mayor debido al hecho de que numerosos defectos desaparecen por sí mismos, por ejemplo todos los cebados en el aire. De esta manera ofrece una buena continuidad de servicio para las redes que tienen muchas líneas aéreas. Es evidente que los defectos de aislamiento internos de los materiales y de los cables (principalmente en líneas subterráneas) no obtienen ninguna ventaja de este comportamiento. Además, las redes de neutro conectado pueden seguirse explotando con un defecto a la puesta a tierra sostenido, como las redes de neutro aislado. Los límites de este funcionamiento están normalmente ligados al comportamiento térmico de la impedancia del neutro que está sometida a la tensión simple durante la duración del defecto.

El principal inconveniente del neutro compensado es la dificultad de localizar un defecto permanente y algunos defectos que se reciben. Esta dificultad proviene del hecho de que la corriente que atraviesa el defecto tiene un valor muy pequeño en comparación con los valores más importantes de las corrientes capacitivas que circulan simultáneamente en el conjunto de líneas. Por esto una detección simple de corriente residual no puede distinguir entre una salida sana y una salida con defecto. Es necesario introducir protecciones direccionales de máximo de corriente residual, es decir, de máxima potencia residual para garantizar una selectividad que garantice las prestaciones. La utilización de estas protecciones es posible a nivel de las salidas de las subestaciones, pero es totalmente irrealista (compleja y costosa) en las instalaciones instaladas a lo largo de la red. Finalmente, los detectores de defecto que funcionan bajo el mismo principio (direccionales) serían demasiado costosos, por lo que no existen. De ahí que la explotación de la red está fuertemente penalizada en el caso de incidentes

del tipo de defecto permanente: la puesta en tensión sólo puede efectuarse tras la inspección de las líneas y ensayos sucesivos de cierre.

Estas dificultades hacen que este régimen de neutro sea poco interesante para las redes que tengan una fuerte proporción de cables subterráneos. Sin embargo, el desarrollo tecnológico ha permitido recientemente la realización de nuevos detectores que funcionan con captadores poco costosos. Este evolución podría suprimir una parte de las dificultades de explotación actuales en las redes de neutro compensado.

Red de neutro impedante

Para este tipo de red, se inserta una impedancia de limitación, generalmente resistiva, en la conexión del neutro con la tierra. Puede también incluir una parte inductiva, para compensar parcialmente el aporte capacitivo de la red. En la distribución pública no existen redes con puesta a tierra con solamente una inductancia no compensada.

El valor de la impedancia es siempre importante si se compara con las impedancias de línea y por esto la corriente de un defecto directo a tierra varía poco en función del lugar del defecto: es de unos cientos de amperios (del orden de 100 a 2000 A). El hecho de que las corrientes de defecto a tierra sean elevadas, junto a la preponderancia del componente circulante en la impedancia de neutro hacen que la detección de defectos a tierra sea fácil:

- una protección del tipo «máxima corriente residual» con valores de umbral lo suficientemente altos como para ignorar los fenómenos capacitivos o transitorios, funciona correctamente en estas redes,

- la selectividad entre líneas está ayudada por el valor significativo de la corriente de defecto y la selectividad entre dispositivos de protección dispuestos en cascada se obtiene por medio de un funcionamiento cronométrico (protecciones de tiempo definido o de tiempo dependiente).

Sin embargo, la posible existencia de defectos a tierra de una impedancia no despreciable frente a la impedancia del neutro lleva a buscar las regulaciones más bajas, sabiendo que con esto también se favorecen los disparos intempestivos. Para estos defectos muy impedantes, los dispositivos de protección por medio de corriente residual ya no pueden ser selectivos, y se añaden dispositivos complementarios, tales como automatismos de detección con aperturas sucesivas de las diferentes salidas, en las subestaciones de partida.

En muchos casos, cuando la carga aguas abajo del dispositivo de protección es pequeña, la protección contra los defectos directos a tierra puede realizarse con una detección de intensidad máxima de fase. Por esto, algunos distribuidores no instalan sistemáticamente protecciones de corriente residual en estos circuitos (por ejemplo, en una derivación que alimente un transformador MT/BT). El posible empleo de detectores de defecto simples, de un precio moderado y capaces de reaccionar ante la corriente de un defecto directo a tierra, facilita la localización de estos defectos. Sin embargo, su limitada sensibilidad provoca que algunos defectos de impedancia significativa, aunque sean diagnosticados por las protecciones de la subestación de origen, no los hagan reaccionar (debido a una intensidad insuficiente). Ahora bien, es posible escoger umbrales más bajos con el inconveniente de recibir señalizaciones inútiles ya que el funcionamiento intempestivo de un detector de defecto generalmente no tiene mayores consecuencias.

Red de neutro directo a tierra

El neutro directo a tierra puede considerarse un caso particular (caso de una impedancia de neutro despreciable) del neutro impedante. Por consiguiente, las impedancias de la red (fuente y línea), del defecto y del retorno por la puesta a tierra, son las que fijan exclusivamente la intensidad de la corriente de defecto. Debido a

este hecho, las intensidades generalmente elevadas de las corrientes de defecto pueden presentar importantes dispersiones según sea la localización y el tipo del defecto, y por consiguiente causar dificultades de reconfiguración; esto se da, por ejemplo, en la reconfiguración de una red con líneas significativamente más largas en situación de emergencia que en situación normal. Este efecto puede atenuarse mediante la adopción de umbrales de detección, lo más pequeños posible, previstos para diagnosticar los defectos directos a tierra y también los defectos impedantes.

La detección de defectos a tierra es sencilla. Con frecuencia se puede utilizar el mismo tipo de protección para los defectos entre fases y para los defectos a tierra. La función «detector de defecto» también es sencilla de realizar, con una detección de intensidad máxima de fase, o eventualmente con un máximo de intensidad residual.

En este esquema en el que los defectos a tierra pueden ser de intensidades fuerte, se pueden provocar daños importantes. Por tanto es de desear que se adopten tiempos de intervención pequeños. Esta situación, que en las redes de distribución siempre está ligada a las necesidades de selectividad, favorece la utilización de protecciones en función del tiempo (comúnmente llamadas de «tiempo inverso»).

4.2 Explotación de las de las redes de neutro no distribuido («3 hilos»)

Estas redes tienen principalmente una estructura unas veces radial, otras veces radial con posibilidad de formación de un anillo, otras veces en anillo. Existen otras muchas configuraciones que mezclan estas estructuras básicas.

La explotación se realiza con mayor frecuencia en anillo abierto. Ahora bien, para asegurar una excelente disponibilidad de energía para sus clientes, algunos distribuidores explotan anillos cerrados equipados con disyuntores en cada centro de transformación MT/BT. Pero semejantes instalaciones son costosas y su explotación es delicada.

En una explotación de anillo abierto, la principal característica de las redes «3 hilos» es la de permitir detectar todos los defectos a tierra, sea cual sea su localización, desde el centro de transformación AT/MT. Solamente se precisa una protección descentralizada en el caso de tratarse de una línea excepcionalmente larga, lo

que hace que sea imposible distinguir un defecto lejano entre dos conductores de fase de la corriente de carga admisible de la salida.

La protección centralizada ofrece una total libertad de modificación de la red. Así es posible prever varios esquemas de emergencia con numerosos anillos para hacer frente a distintas incidencias: si el esquema de base para la explotación normal de una zona de fuerte densidad de consumo que agrupa a numerosos clientes es el bucle abierto, pueden también preverse anillos en los extremos de las líneas de estructura radial, con eventuales limitaciones de las cargas a realimentar tras la interrupción (figura 11).

La libertad de modificación permite igualmente realizar ampliaciones o reestructuraciones de la red, sin tener que cuestionar los medios y regulaciones de las protecciones. Esta facilidad para evolucionar permite una flexibilidad muy apreciable.

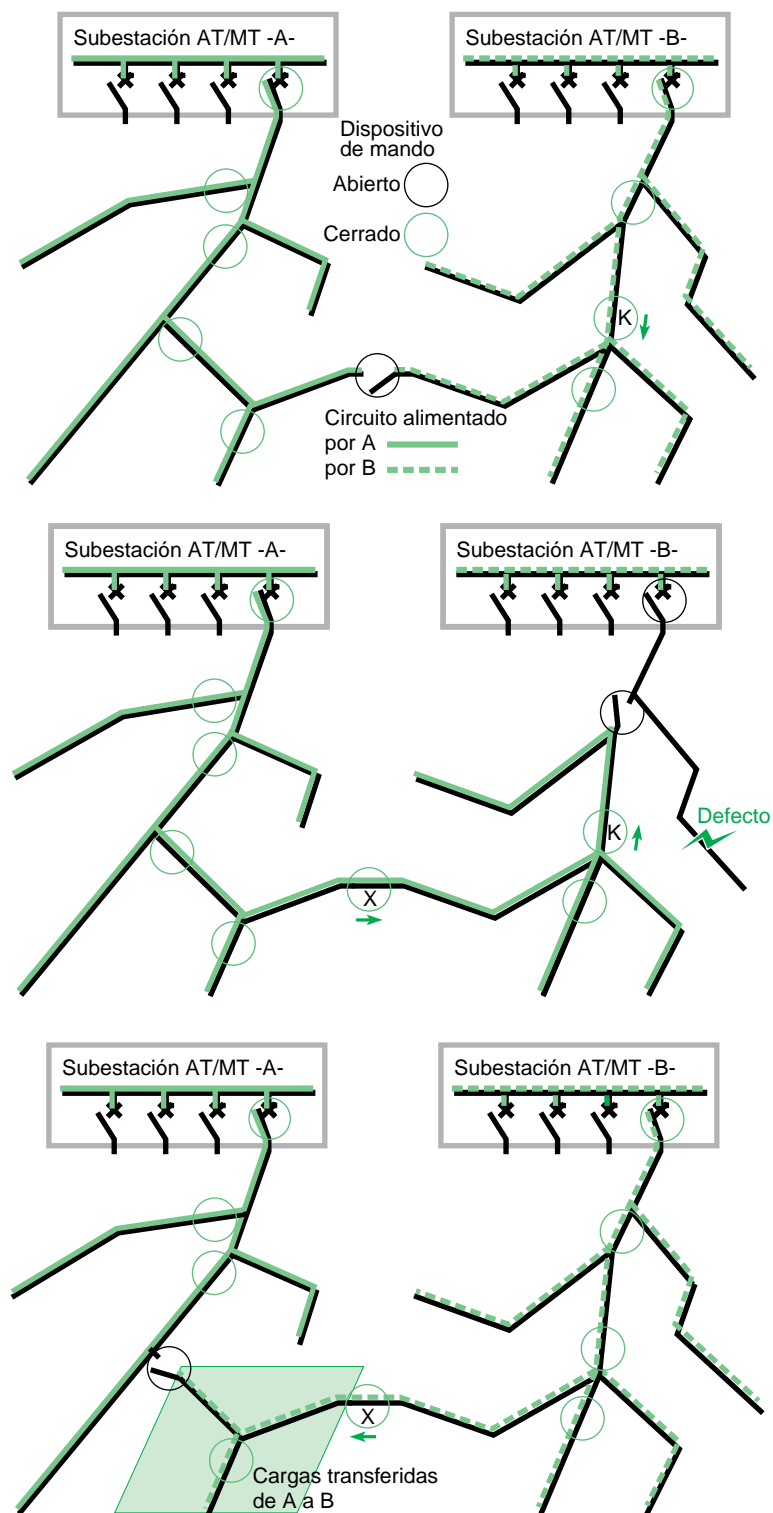


Fig. 11: Ejemplo de esquema de una red de distribución cuya protección centralizada permite distintas configuraciones de explotación (**a** = configuración en explotación normal; **b** = después de una incidencia, configuración para reducir el número de clientes afectados; **c** = configuración de realimentación con limitaciones de carga).

Nota: Entre las configuraciones **a** y **b**, el interruptor K queda atravesado por corrientes en sentido inverso. Lo mismo ocurre con el interruptor X entre las configuraciones **b** y **c**.

Por el contrario, si solamente hay protecciones centralizadas, en caso de incidente todos los clientes de una misma línea están afectados. Su número puede ser muy importante... ¡de lo que se desprende una motivación igualmente muy importante para corregir rápidamente la situación!

El empleo de telemando asociado a detectores de defecto responde a este imperativo de rapidez de intervención: según la cantidad de aparatos con telemando, se puede realimentar una parte importante de los clientes afectados (generalmente más del 60%).

Los equipos del distribuidor pueden proceder a la reanudación del servicio mediante un proceso en tres etapas:

- 1ª reconfiguración por telemando
- 2ª reconfiguración manual, in situ, utilizando la aparamenta de seccionamiento no telemandada,
- 3ª posible reparación.

La introducción de puntos privilegiados de telemando puede hacerse bajo el único criterio de la mejora de la calidad de servicio, ya que ningún imperativo técnico impone su colocación en un lugar de la red en particular.

Algunos distribuidores instalan protecciones descentralizadas para satisfacer un criterio de calidad de servicio y no por la necesidad fundamental que es la eliminación de un defecto. Hay que subrayar que los criterios de selectividad definidos, que hay que respetar entre estas protecciones y las del centro AT/MT, son claramente menos delicados que para las redes de neutro distribuido. Por otra parte, las modificaciones de topología o de carga no cuestionan generalmente estas regulaciones.

5 Tensión de servicio, criterios de elección

5.1 Pérdidas y caídas de tensión

En una red de distribución MT las pérdidas corresponden esencialmente a la disipación térmica en los conductores a causa del efecto Joule. Se trata de un criterio económico debido a que estas pérdidas degradan el coeficiente de eficacia global de la red. Son proporcionales al cuadrado de la intensidad y, para una potencia distribuida determinada, inversamente proporcionales al cuadrado de la tensión de servicio. Por esta razón es interesante utilizar una tensión de servicio elevada para minimizarlas, pero otros factores, especialmente económicos, pueden reducir este interés.

Las caídas de tensión a nivel de los bornes de suministro a los clientes (**figura 12**) corresponden a la diferencia (ΔU) entre las tensiones en vacío (\vec{e}) y en carga de la red (U_{carga}). La potencia y la naturaleza de la carga determinan la amplitud y la fase (ϕ) de la corriente. Dado que la red tiene un comportamiento esencialmente inductivo, la caída de la tensión en línea ($U_{\text{línea}}$) está casi en cuadratura con la corriente.

Diferentes reglamentaciones definen los límites de valor de tensión que los distribuidores deben respetar en los puntos de suministro. Por ejemplo, puede imponerse simultáneamente una tolerancia de $\pm 10\%$ en la red de baja tensión y una tolerancia $\pm 7,5\%$ en la red de media tensión. El respeto de estas tolerancias es más difícil a medida que aumenta la potencia distribuida. Para longitudes y secciones de conductores dadas, una tensión de alimentación más elevada permite una potencia entregada más alta con las mismas tolerancias. Para una caída de tensión máxima impuesta, el cuadro de la **figura 13** muestra la capacidad de transporte de una línea en función de su sección y de su tensión de servicio.

La evaluación de la capacidad de una red es una herramienta de planificación: permite iniciar operaciones de refuerzo de las líneas o la creación de nuevas líneas cuando las perspectivas de aumento de la potencia exigida se acercan a los límites admisibles.

La hipótesis del cambio de tensión de servicio no se acostumbra a tomar en consideración en este caso, ya que esta operación presenta numerosas dificultades: es preciso reemplazar todos los transformadores, una gran parte de los conductores, aparamenta y aisladores... Por lo tanto, es muy importante que esta tensión sea bien elegida desde el momento de la creación de la red, con un nivel adecuado que tenga en cuenta la previsible evolución de los cambios durante varios decenios.

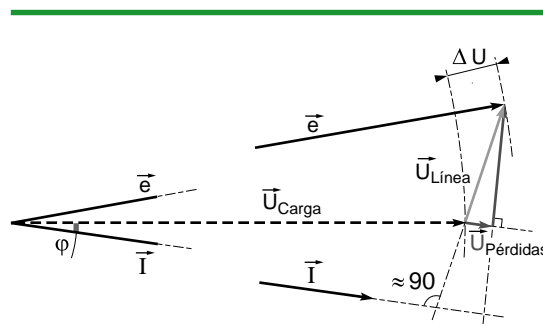


Fig. 12: Representación gráfica de las pérdidas y de las caídas de tensión en la línea.

MW x km, con $\Delta U/U = 7,5\%$ y $\cos \phi = 0,9$			
mm ²	kV		
	15	20	33
54,6	22	39	105
75,5	28	49	133
117	37	66	175
148,1	42	76	205

Fig. 13: Potencia transportada por una línea, según la tensión y la sección de conductores de aluminio con alma de acero.

5.2 Dificultades de aislamiento y costes asociados

Si bien los criterios vistos anteriormente aconsejan la utilización de una tensión de servicio elevada, es preciso buscar un compromiso para conseguir la eficacia económica de la red. En efecto, los precios de los distintos componentes aumentan de forma notable con la tensión de servicio.

Impacto de la tensión en los equipos

Los diferentes equipos utilizados deben haber sido diseñados con un aislamiento adaptado tanto a la tensión de servicio como a las posibles exigencias excepcionales que pueden aparecer ligadas a este nivel de tensión.

La normalización suministra conjuntos de valores coherentes, llamados «niveles de aislamiento», que asocian una tensión de servicio máxima a tensiones de comportamiento en condiciones específicas. Estas condiciones son designadas habitualmente «tensión soportada frente a los impulsos tipo rayo» por un lado y «tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial» por otro. Así, un material para una red de 10 u 11 kV debe escogerse dentro de una gama de 12 kV con una tensión soportada a frecuencia industrial de 28 kV durante un minuto, y una tensión soportada de 75 kV frente a las ondas de ensayo normalizada tipo rayo (ejemplo de valores CEI).

Todas estas exigencias se traducen, en el diseño de los equipos, en un grosor del aislamiento y en unas distancias distintas en el aire o en el gas, lo que nos lleva a dimensiones externas completamente diferentes. Como

ejemplo, las celdas «interruptor» con aislamiento de aire y SF₆, de las mismas técnicas, tienen, según las tensiones, las dimensiones siguientes (altura x profundidad x anchura):

■ Un = 24 kV: 1600 x 910 x 375 mm

■ Un = 36 kV: 2250 x 1500 x 750 mm

Ocurre lo mismo en todos los componentes de la red. Solamente escapan a este criterio los conductores de las líneas aéreas: su aislamiento está asegurado por el aire libre y las distancias están fijadas por las estructuras (herrajes y aisladores) de los postes.

También hay que considerar que algunas de las tecnologías solamente están disponibles para algunos niveles de tensión, por ejemplo la aparamenta de corte al aire para interior no está disponible para 36 kV y casi ha desaparecido para 24 kV.

Finalmente, el uso de los cables puede estar limitado para el transporte de la corriente alterna. En efecto, su capacidad respecto a tierra, que está en función de la longitud y del aislamiento (es decir, el nivel de tensión), reduce sensiblemente la corriente disponible en el extremo de las conexiones por cables (figura 14). En consecuencia, en las redes de transporte de tensión muy elevada, la longitud de los tramos de cables siempre es limitada. En particular, esta es una razón para la elección muy frecuente de la corriente continua para las conexiones insulares de alta tensión en las que las líneas aéreas son imposibles.

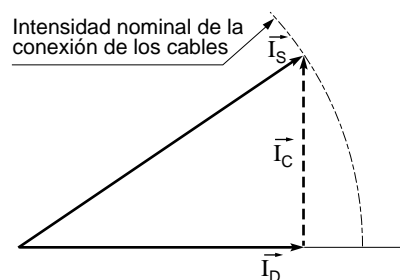
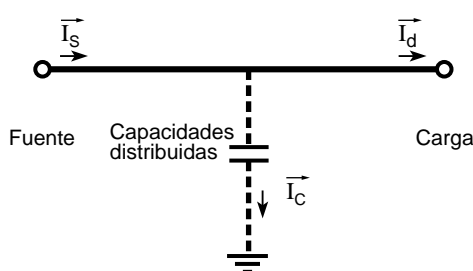


Fig. 14: Efecto de las capacidades de fuga sobre la intensidad disponible, y por tanto sobre la potencia útil, en el extremo de una conexión por cables.

Impacto sobre los costes

Los criterios citados anteriormente tienen un impacto directo sobre los costes de fabricación de los equipos, y sobre los precios de mercado. Además, no todos los constructores de equipamientos están dispuestos a ofrecer gamas bien preparadas para las tensiones de servicios más elevadas (36 a 52 kV). El mercado de "proveedores" para estas tensiones es por lo tanto más reducido y menos competitivo que el de las tensiones más bajas (7,2 a 24 kV). Sin embargo, esta incidencia sobre los precios a veces es pequeña, como es el caso de los cables de

aislamiento sintético con una capacidad de transporte sensiblemente idéntica, como por ejemplo

■ 240 mm² alu / 24 kV: 7,31 k€/ km

■ 150 mm² alu / 36 kV: 7,77 k€/ Km, es decir, + 6% (precios tarifa 1999).

Pero el usuario debe considerar también los costes asociados, como los ligados a los accesorios, a las dimensiones externas de la instalación, a las distancias de seguridad precisas con relación a las líneas...

5.3 Evolución de las redes de MT en el mundo

En el inicio del siglo XXI todavía existe una gran diferencia en las necesidades de energía entre los países.

En numerosos países puede observarse una evolución importante de la distribución pública de MT, con una orientación neta en la elección de la estructura de las redes hacia la gama intermedia de las tensiones de servicio, entre 15 y 25 kV, por ejemplo:

■ Japón, donde una gran parte de la red de distribución es de 6 kV, prepara una evolución hacia 22 kV;

■ Francia reemplaza progresivamente sus redes de 5,5 kV y 15 kV por redes de 20 kV, mientras que el nivel 33 kV está estancado o incluso retrocede;

■ China: para apoyar el fuerte crecimiento económico y mejorar el funcionamiento global de sus redes, actualmente en 12 kV, prevé el uso de 20 kV.

6 Conclusiones

Los diferentes sistemas y alternativas repasados en este documento tienen en común, por sus muy numerosas implicaciones, su aspecto fundamental en toda red de distribución de MT. Por consiguiente son muy difíciles de cuestionar en las redes existentes. Sin embargo, con el aumento general y regular del consumo de electricidad, se dan algunas situaciones que hacen que se alcancen los límites de las redes y haya que retirarlas o bien que se den unas oportunidades para reconsiderar estos parámetros básicos.

En esta situación es bueno iniciar o realizar cambios profundos en un entorno de operaciones importantes de puesta al día, como consecuencia de envejecimientos generalizados o de acontecimientos excepcionales.

Por otra parte y con frecuencia, las situaciones históricas que justificaron las decisiones iniciales ya no se dan, mientras adquieren

importancia nuevos criterios de valoración. En particular se han convertido en criterios insoslayables los aspectos ligados a la seguridad, a la calidad y continuidad del servicio, a la ecología y calidad de vida, a la compatibilidad con otros equipos, etc. Diversos y múltiples fenómenos sociales o macroeconómicos están en el origen de estos cambios.

Los grandes constructores de equipos eléctricos ya han captado las necesidades inducidas por estos cambios entre los distribuidores de energía. Los equipos que ofertan responden ya a estas necesidades.

Pero son los propios distribuidores quienes, según las rápidas evoluciones de su entorno, político y geográfico, deben anticiparse y considerar la capacidad de evolución de un sistema como uno de los criterios básicos de elección.