

Simbología para interpretación esquema:

- B1: (Breaker); interruptor de cabecera con reconexión automática;
- R1: (Recloser); interruptor intermedio con reconexión automática;
- F1... F5: fusibles.

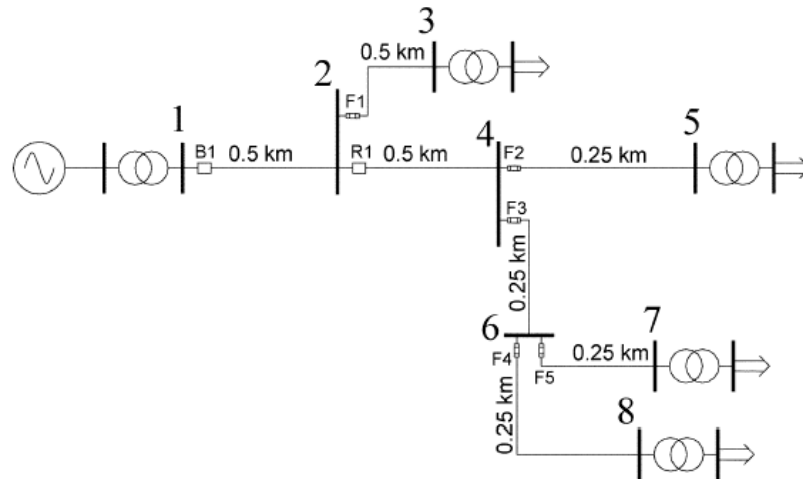


fig. 1.7 Red MT radial, subsidiaria de subestación 110/25 kV (nudo 1), estudiada por la UPC. Nudos (3, 5, 7, 8), centros de transformación 25 kV / 400 V.

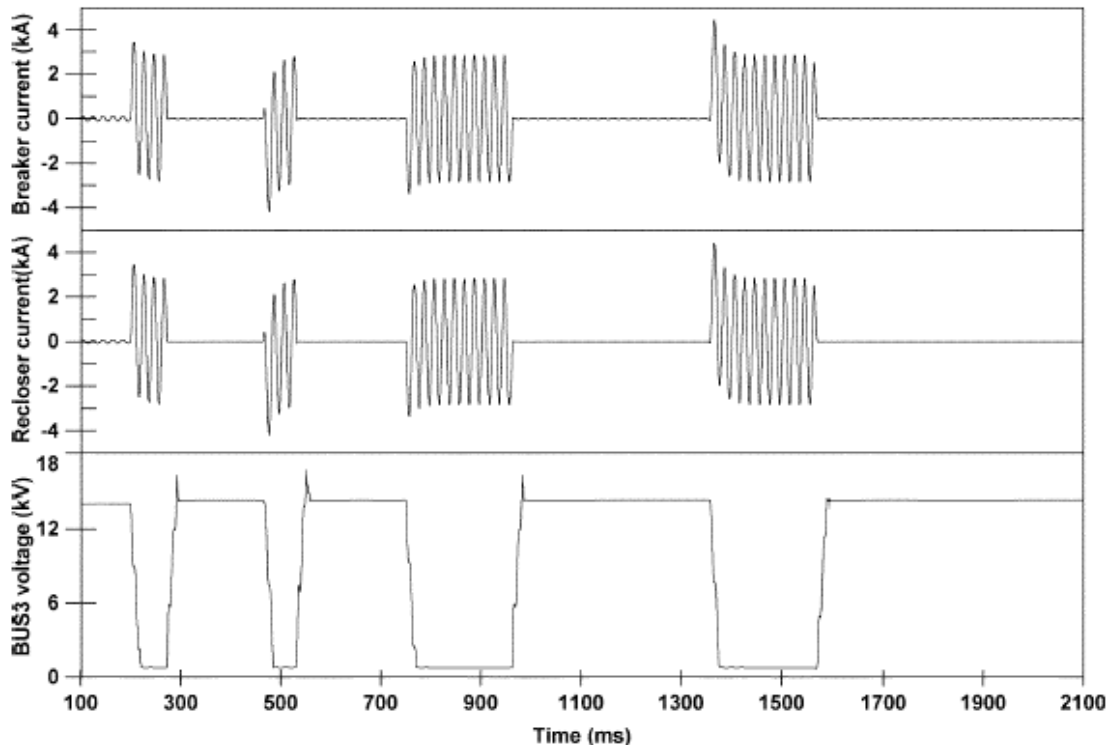


fig. 1.8 Cortocircuito trifásico franco ($R_F = 0,01 \Omega$) con 4 intentos de reconexión automática en nudo (4): intensidades instantáneas en los puntos (B1) y (R1), y tensión eficaz en nudo (3), esquema fig. 1.7. Resultados obtenidos por cálculo de transitorios.

Por último, en el campo del análisis, resultan de mérito las actividades realizadas sobre porciones del sistema eléctrico:

- en media tensión [XLII];
- en sistemas reducidos AT [XLIII], [XLIV];
- en sistemas parciales AT [XLV], [XLVI]

El primer caso, propiciado por la operadora francesa de media tensión (ERDF) mediante un sistema computacional, presenta dos conclusiones de mérito:

- En sistemas urbanos, los huecos calculados por el sistema presentan diferencias entre el 17 y el 22% respecto a los registrados;
- En sistemas rurales, los huecos calculados por el sistema presentan diferencias inferiores al 10% respecto a los registrados.

La incertidumbre teórica presentada por circuitos subterráneos (cables) en lo que a impedancia homopolar refiere puede ser la causa de la diferencia en entornos urbanos. En efecto [XLVII], conviene realizar mediciones con instrumental adecuado para determinar tales valores.

Asimismo, las sobretensiones producidas durante maniobras (aparentemente inocuas) en presencia de cables subterráneos MT [XLVIII] pueden dar lugar a cortocircuitos con posterioridad a ésta, bien sea:

- En el elemento de maniobra (seccionador);
- En el circuito subterráneo (cable).

En efecto, considérese ejemplo (monofásico) ilustrativo en fig. 1.9.

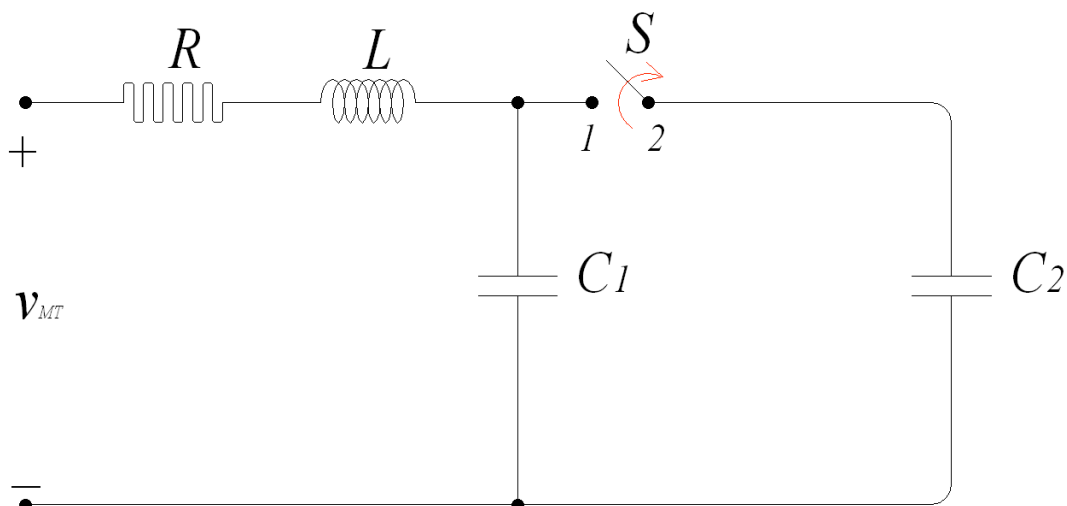


fig. 1.9 Maniobra de apertura, circuito subterráneo sin carga

Suponiendo $v_M(t)$ sinusoidal, durante la apertura del seccionador (S) tendrá lugar un arco eléctrico entre los contactos de éste, que finalizará cuando la intensidad pase por cero. Precisamente en dicho instante:

$$v_{C_2} = V_{máx}$$

si la conductancia del cable resulta de escaso valor, dicha tensión puede mantenerse entre los extremos del cable desconectado durante algunos ciclos; y la tensión soportada entre extremos del seccionador resultará, durante dicho intervalo (asúmase que la intensidad pasó por cero, precisamente, en $t = 0$):

$$v_{1-2}(t) = V_{máx} \cos(100\pi t) - V_{máx}$$

En concreto, para $t = 10ms$ (tras un semi - período completo):

$$v_{1-2}(10^{-2}) = 2V_{máx}$$

Si precisamente en $t = 10ms$ la separación de contactos en el seccionador es tal que soporta dicha tensión, la maniobra habrá finalizado sin más consecuencias. Si la separación de contactos no es suficiente para dicha tensión (o en escenarios de polución ambiente con deterioro de rigidez dieléctrica), puede cebarse un arco, dando lugar a una tensión oscilante transitoria (cuya frecuencia viene definida por capacidades e inductancias del circuito) cuyos valores máximos pueden alcanzar 3 ó 5 veces la tensión nominal, dependiendo si el cebamiento se produce en $t = 10ms$ ó en $t = 20ms$ (fig. 1.10, [XLIX]).

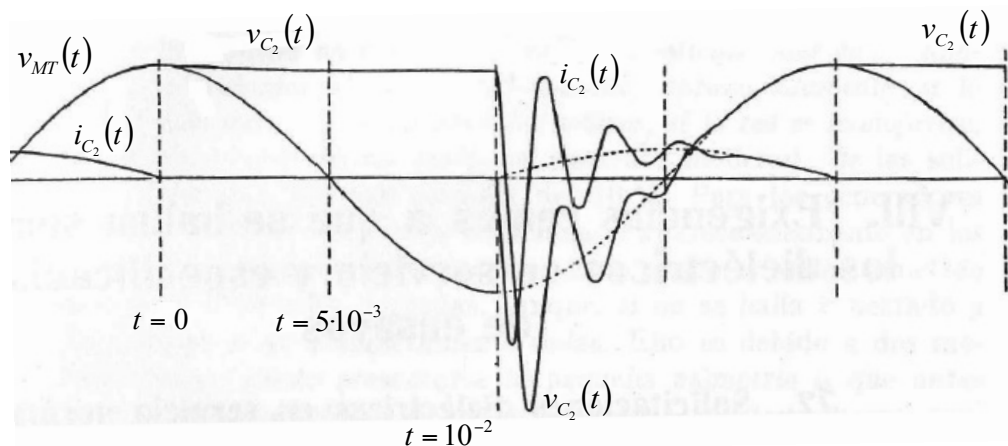


fig. 1.10 Reencendido (10 ms) tras desconexión carga capacitiva. Referencia bibliográfica [XLIX].

En redes trifásicas, el paso por cero no simultáneo de las tres intensidades agrava el problema. Incluso pueden darse situaciones de avería en seccionador, con ulterior cortocircuito de éste, durante la maniobra.

Tales fenómenos deterioran de forma paulatina tanto los elementos de maniobra como los cables, ocasionando un envejecimiento en los mismos que, indefectiblemente, acaba dando lugar a cortocircuitos aparentemente inesperados.

En el segundo caso, las dos primeras referencias indicadas utilizaron escenarios semejantes pero ubicaciones de cortocircuito diferentes:

- Red 110 kV constituida por 9 nudos en configuración mallada y 8 circuitos; se contrasta el método de la ubicación del cortocircuito respecto a los valores registrados, obteniendo valores más que aceptables;
- Red AT y MT constituida por 18 nudos AT (configuración mallada) y 24 nudos MT (configuración radial), simulando cortocircuitos trifásicos en barras y evidenciando la dependencia respecto a la topología (conectividad) de red.

Las dos últimas referencias, constituyen comparativas útiles para la presente Tesis doctoral (véase 7.3). Ambas se realizaron sobre sistemas eléctricos asiáticos.

1.2.3.3 Sensibilidad

El hueco de tensión constituye un riesgo siempre y cuando las cargas sometidas al mismo presenten un comportamiento sensible. Por ejemplo, las lámparas de incandescencia y los sistemas de calefacción tradicionales continúan, tras el hueco, funcionando sin anomalía alguna. Solamente es perceptible, a nivel sensorial, el efecto en lámparas de incandescencia, tal y como se indicó en (1.1).

La utilización masiva del control numérico, la informática y la robótica en procesos cotidianos (industriales, productivos, domóticos) ha constituido el descubrimiento del hueco como agente perturbador; precisamente, por la sensibilidad presentada en dichos dispositivos ante el fenómeno. En acometidas de antaño, ya en desuso, sería equivalente al paradigma, también en desuso, “*quedarse con luz, pero sin fuerza*”.

Así [L], algunos datos proporcionados por fabricantes de elementos / cargas sensibles justifican fenómenos observados y padecidos; valgan como ejemplo los umbrales detectados (en porcentaje de tensión nominal y/o tiempo) para:

- Contactores de motor y relés electromecánicos: 50% ÷ 70%, duraciones superiores a 1 ciclo;
- Lámparas de mercurio [LI]: 80%. Tiempos para re – encendido de varios minutos;
- Controladores de velocidad en motores: en algunos casos, para tensiones por debajo del 90% del valor nominal; 0,05 ÷ 0,5 s;
- Controladores lógicos programables (PLC): 90%, por encima de 2 ciclos.

Utilizando métodos puramente empíricos se han establecido perfiles de comportamiento (tensión umbral y duración) en lo que a sensibilidad de cargas industriales se refiere.

En concreto [LII], y en entornos de fabricación componentes electrónicos:

- Sistemas de refrigeración para fabricación de circuitos integrados: 80%, por encima de 0,5 ciclos;

- Sistemas de verificación circuitos integrados: 85% ÷ 100%, entre 1 y 100 ciclos; tiempo de reposición: 30 minutos;

En el caso de contactores [LIII] para maquinaria eléctrica, no solamente la magnitud y duración del hueco influyen en la sensibilidad; cabe contemplar el punto de la onda de tensión donde se inicia el hueco y el salto de fase padecido.

En el caso de ordenadores personales [LIV] destacan los perfiles de comportamiento siguientes:

- Independencia respecto a modelos, tipos y configuraciones *hardware*: ello implica alto grado de semejanza en fuentes de alimentación;
- Comportamiento rectangular tensión – tiempo (fig. 1.11);
- Mayor sensibilidad para conexión a 110 V, 60 Hz frente a conexión 230 V, 50 Hz, en PPCC con alimentador bi - tensión;
- Independencia respecto al punto de la onda de tensión donde se inicia el hueco y el salto de fase padecido.

La experimentación dio paso a definiciones y postulados: los “índices de severidad” [LV]:

- MSI (*Magnitude Severity Index*), índice de magnitud. Representativo de la subtensión padecida durante el hueco;
- DSI (*Duration Severity Index*), índice de duración. Representativo de la duración del hueco;
- MDSI (*Combined Severity Index*), índice producto, definido según:

$$MDSI = \frac{MSI \cdot DSI}{100}$$

Y a una representación gráfica ilustrativa (fig. 1.12) en severidad. Las zonas (I) y (V) no presentan incertidumbre. Corresponden, respectivamente, a inmunidad o fallo. Las zonas (II), (III) y (IV) son de incertidumbre:

- Zona (II): probabilidad de fallo con influencia equilibrada entre MSI, DSI;
- Zona (III): probabilidad de fallo con mayor influencia DSI;
- Zona (IV): probabilidad de fallo con mayor influencia MSI.

Por último, la sensibilidad combinada con la predicción estadística y/o estocástica permite estimar costes asociados [LVI].

En la referencia mencionada aparece una relación con los costes por hueco vs. tipo de consumo (ver Tabla 1.2).

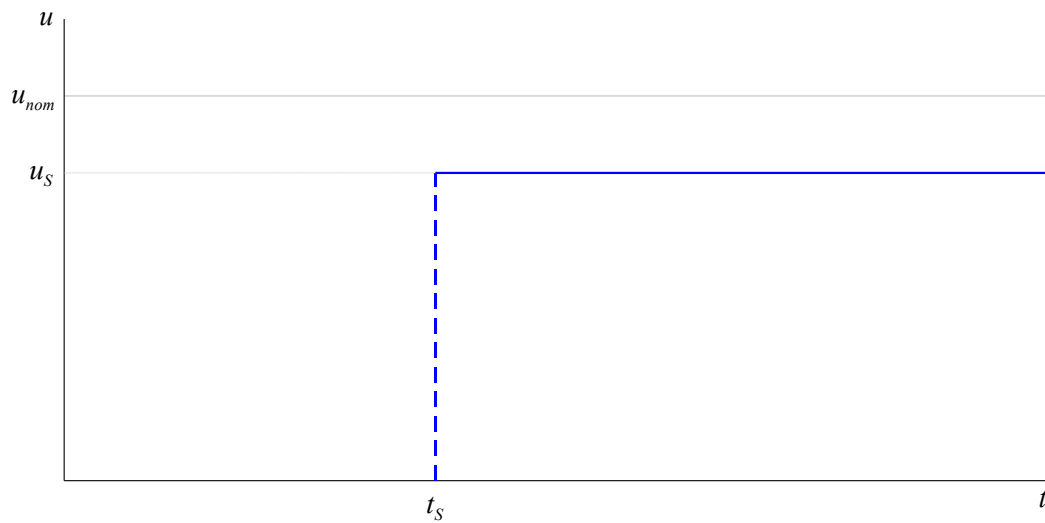


fig. 1.11 Comportamiento rectangular, tensión – tiempo, típico en PC; el binomio (u_s, t_s) puede variar su posición, pero la forma abrupta rectangular no varía.

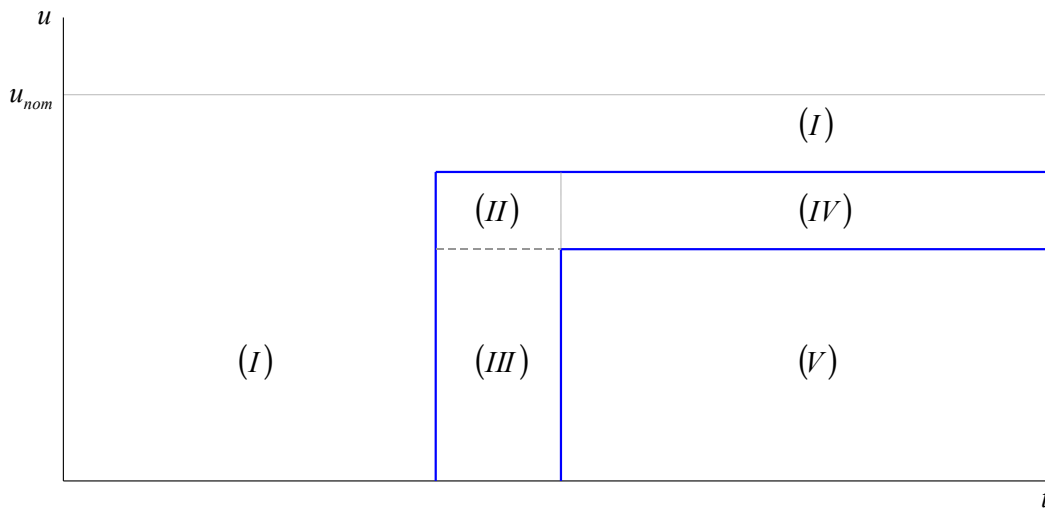


fig. 1.12 Zonas de sensibilidad vs. MDSI

Tipo de consumo	Coste (£) por hueco de tensión
Residencial	0
Comercial	1000
Industrial	16300
Grandes clientes	581000

Tabla 1.2 Estimación de costes vs. hueco de tensión (libras esterlinas, año 2005), asumiendo que la reposición del proceso industrial tras un hueco equivale a 24h de interrupción total

1.2.3.4 Mitigación

A fecha de hoy, nadie contempla la desaparición de los cortocircuitos en las redes eléctricas, dada su elevada correlación con agentes atmosféricos, medioambientales, humanos e incluso telúricos. Consecuentemente, los métodos de mitigación se centran en tres grandes grupos:

- Planificación de red;
- Equipos mitigadores de hueco propiamente dichos;
- Inmunidad de las cargas.

Todavía en estado experimental, aparece una nueva línea de investigación: minimizar índice de duración (DSI), mediante [LVII] limitadores de intensidad de cortocircuito basados en superconductores.

Las medidas en planificación de red postulan, a su vez, tres alternativas:

- Considerar [LVIII] el análisis estocástico y estadístico para la predicción de calidad en un punto de consumo determinado;
- Incorporar [LIX] el comportamiento de máquinas rotativas (motores, generadores) cercanas a la carga como elemento modulador de huecos;
- Considerar la incorporación de elementos almacenadores de energía en puntos estratégicos de la red [LX], [LXI] como soluciones “a medida” para determinadas exigencias de consumo, determinando los costes de inversión y el análisis coste / beneficio.

Los equipos mitigadores de hueco propiamente dichos aparecen perfectamente recopilados en [LXII]:

- Conjuntos motor - generador: en régimen no perturbado, el motor eléctrico alimentado desde la red transforma energía eléctrica en mecánica; ésta última, mueve un generador eléctrico. Merced al volante de inercia solidario al eje motor – generador, en escenario de hueco, éste actúa como “acumulador cinético”, garantizando el funcionamiento del generador, capaz de alimentar cargas sensibles durante incluso varios segundos. Dado su tamaño y nivel sonoro, se recomienda en entornos industriales.
- Transformador ferro – resonante: conjunto transformador - capacidad, operando en zona de saturación magnética, insensible a variaciones en la tensión de entrada. Recomendado en cargas constantes de bajo consumo.
- Cambiador de tomas electrónico: transformador con rápida variación de tomas secundarias, tal que modifica la relación $\left(\frac{N_1}{N_2}\right)$ y, por tanto, la tensión de salida. Si la compensación al cabo de $(\frac{1}{2})$ ciclo resulta suficiente (tiempo de reacción en la conmutación por tiristores), puede intercalarse entre la acometida y el conjunto de cargas sensibles. Obviamente, tamaño y coste del mismo depende de su potencia nominal.

- UPS: conjunto convertidor alterna / continua – almacenador de energía – convertidor continua / alterna. La energía almacenada en continua alimenta el convertidor continua / alterna en escenarios de interrupción y/o hueco. Resulta la solución más recomendable para cargas modestas, tales como ordenadores, etc.
- DVR (Dynamic Voltage Restorer): se trata de un controlador de tensión serie, compuesto de un transformador (serie) entre la acometida y las cargas. En caso de hueco, el dispositivo conectado en secundario del transformador inyecta tensiones de amplitud y fase adecuadas, merced al control digital y a la energía almacenada en escenarios de red no perturbada. Véase (fig. 1.13) ejemplo de comportamiento sistema DVR.

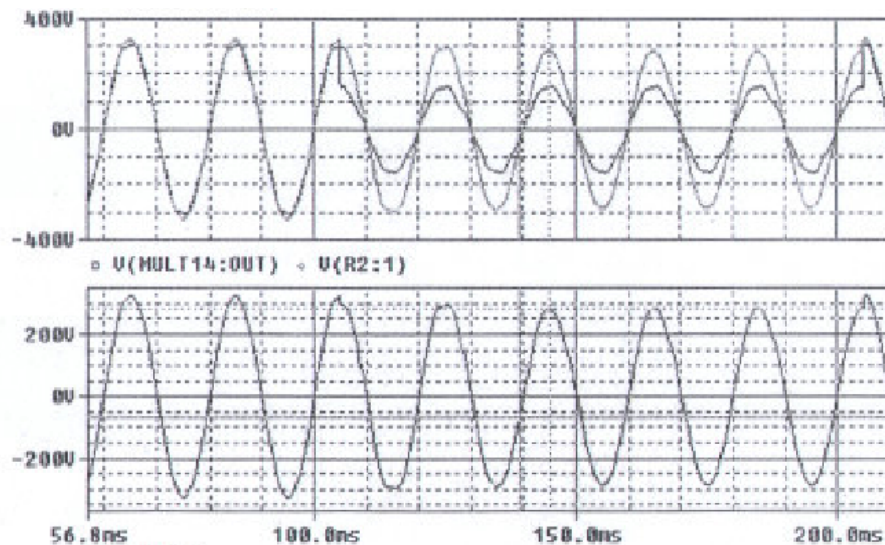


fig. 1.13 Comportamiento sistema DVR ante hueco de tensión. Oscilografía en BT. Hueco del 50% (profundidad), 100 ms (duración)

Se cita a continuación sendas experiencias; cronológicamente, tuvieron lugar en la Comunitat Valenciana y en Catalunya.

La primera, el proyecto PIE (proyecto de investigación electrotécnica) “Microcortes” [LXIII], inmunizó una electroválvula, elemento de control asociado a entrada de gas combustible en hornos de industrias cerámicas. Ante una interrupción de suministro, la entrada de gas al horno debe cerrarse como medida de seguridad, pues la combustión (producida mediante bujía alimentada por impulsos eléctricos pulsantes) no está garantizada. Consecuentemente, la temperatura en el horno desciende, afectando el proceso de cocción cerámico.

La segunda, muy reciente y con entornos de potencia considerables: durante el primer semestre de 2009, Endesa Distribución Eléctrica instaló un sistema DVR (Dynamic Voltage Restorer) en una factoría sensible a huecos de tensión. Ubicada en un complejo petroquímico del Tarragonès, dicha planta produce hidrógeno para una gran refinería cercana. La planta opera a 6,3 kV a.c., con una potencia instalada de 2,1 MVA.

Ante un hueco de tensión, la planta detiene el proceso productivo de hidrógeno; y el régimen continuo de operación exigido por la refinería cercana puede provocar la parada de emergencia de ésta última. Dado el estricto protocolo de información y seguridad al que las autoridades

competentes someten a la refinería (cuya parada desencadena, en determinadas circunstancias, el Plan de Emergencia establecido por la Generalitat de Catalunya), la implantación del DVR ha eliminado uno de los riesgos: precisamente el asociado a la ausencia en producción de hidrógeno.

Para finalizar logros y avances en mitigación, obligada mención merecen los sistemas limitadores de corrientes de cortocircuito [LVII], que atacan al mal de raíz. En efecto, tal y como se mencionó en (1.2.3.1), los incrementos súbitos y breves de intensidad en algún punto del sistema eléctrico constituyen la causa eficiente de los huecos de tensión.

En líneas generales, el dispositivo SFCL (Superconducting Fault Current Limiter) constituye un elemento, insertado en serie con el sistema eléctrico, cuya impedancia varía rápidamente cuando la intensidad circulante alcanza los valores de cortocircuito. Véase diagrama unifilar simplificado en fig. 1.14:

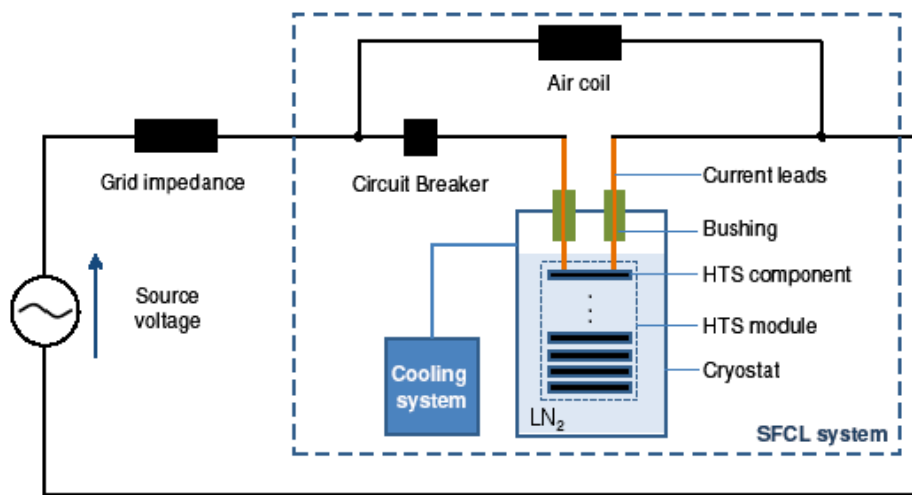


fig. 1.14 Diagrama unifilar simplificado, SFCL

Véase (fig. 1.15) simulación comportamiento SFCL ante cortocircuito trifásico. Obsérvese que opera como limitador en tiempos inferiores al cuarto de ciclo.

ENDESA Distribución Eléctrica tiene previsto realizar prueba piloto del sistema en un acoplamiento de barras MT (15kV). La máxima intensidad de cortocircuito actual en la instalación se sitúa alrededor de 16 kA, y se pretende reducir para evitar estrés en los interruptores al desconectar cortocircuitos.

Si bien el sistema resulta todavía de dimensiones considerables y los tiempos de recuperación para las unidades superconductoras están en proceso de optimización, el doble beneficio que propone el SFCL (reducción de estrés en la red, reducción de los huecos a $\frac{1}{4}$ de ciclo) augura un futuro prometedor al proyecto.

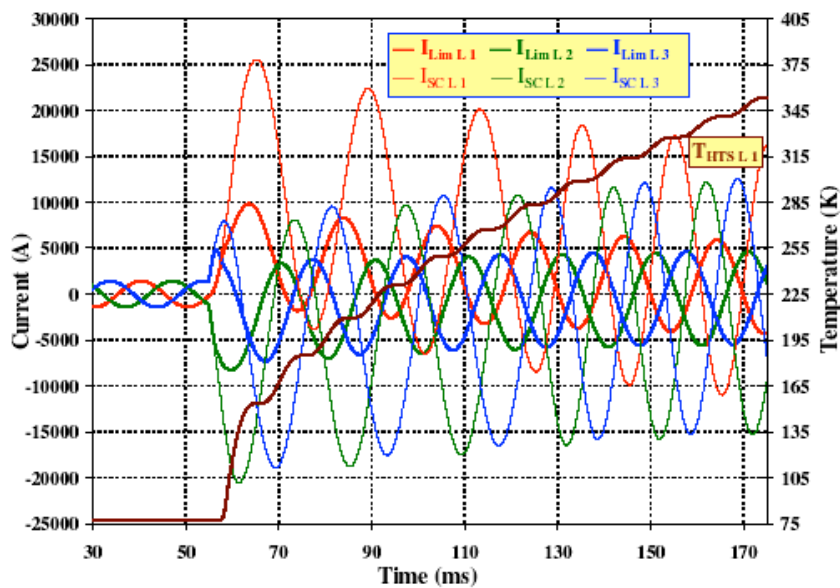


fig. 1.15 Simulación de comportamiento SFCL ante cortocircuito trifásico. En trazo sinusoidal fino, evolución de intensidad sin limitador. En trazo sinusoidal grueso, evolución de intensidad con limitador. El trazado ascendente corresponde a la temperatura del SFCL, la cual parte de 75° K merced al sistema criogénico (nitrógeno líquido)

1.3 Resumen y objetivos de la Tesis

1.3.1 Resumen

La motivación científica surgió para el autor en 1995: un ceramista de l’Anoia solicitó a la entonces compañía eléctrica FECSA asesoramiento ante paradas bruscas en el proceso de producción; la maquinaria recientemente adquirida por la fábrica se detenía coincidiendo con una pequeña oscilación en el alumbrado. No obstante, el resto del servicio eléctrico en la planta permanecía inalterable.

Correlacionando fechas y horas de tales eventos con incidentes en el sistema eléctrico de Catalunya, se detectó que aproximadamente el 50% de los mismos coincidía con cortocircuitos en líneas aéreas MT “vecinas”, esto es, que compartían cabecera (nudo MT origen) con la línea que alimentaba la fábrica. Mediante cálculos manuales, basados en modelos equivalentes de circuitos y transformadores AT/MT implicados, fue posible establecer la relación causa – efecto: los huecos de tensión producidos por determinados cortocircuitos en líneas aéreas MT “vecinas” eran suficientes para provocar la parada de la maquinaria. En [XXIX] se analizó matemáticamente dicho fenómeno.

La gran incógnita e inquietud surgió cuando se comprobó que el 50% de incidentes restantes con impacto en la fábrica se localizaron en redes AT alejadas, y con niveles de tensión AT diferentes a la del transformador AT/MT conectado en la instalación cabecera. **¿Cómo establecer la relación exacta causa – efecto entre cortocircuitos en redes AT y huecos de tensión en suministro MT?**

Lejos de resultar un fenómeno aislado, el paso del tiempo evidenció que los huecos de tensión eran capaces de provocar algo más que una pequeña oscilación en el alumbrado: cortocircuitos situados en redes AT, y eliminados en “tiempo de libro” (menos de 120 ms), provocaban pérdidas notables de carga industrial [VI] sin interrupción eléctrica alguna, o interrupción en iluminaciones basadas en lámparas de arco [LI].

Existía cierta disparidad en la relación causa – efecto incluso a nivel doméstico; en una misma acometida eléctrica trifásica, con distribución BT monofásica, se percibían afectaciones y no afectaciones, dependiendo de las fases alimentadoras. Algunos huecos perceptibles podían o no re – inicializar el ordenador personal, e incluso apagar momentáneamente el alumbrado fluorescente. Al intentar correlacionar el efecto con la causa, ésta podía originarse en redes 400 kV de interconexión entre Catalunya y Aragón. Por el contrario, cortocircuitos en redes AT eléctricamente más cercanas resultaban apenas perceptibles.

Así, surgieron dos líneas de investigación iniciales, encaminadas a determinar:

- La profundidad del hueco vs. red en cortocircuito, tipo y localización de éste [LXIV];
- La duración del hueco vs. equipamiento / comportamiento del sistema protectorio [XXXIV, XXXV].

La primera se enriqueció, en forma de experiencia práctica (y así se corrobora en resultados de la presente Tesis) con la profusión de soterramientos en circuitos urbanos AT [XLVII]: los cortocircuitos en cables subterráneos (típicamente de escasa longitud, con impedancia inferior a las líneas aéreas y con un nivel de mallado considerable, por constituir la arquitectura del sistema eléctrico urbano) **generan huecos más profundos** que los padecidos en líneas aéreas. La segunda culminó, en 2006, con el diseño del sistema protectorio para ENDESA Distribución Eléctrica, realizado por el autor.

Finalmente, apareció la tercera línea de investigación: el análisis de todos los cortocircuitos en redes AT, encaminado a obtener **un valor esperado estadístico** de huecos generalizados. Las tres líneas de investigación, debidamente desarrolladas, configuran la presente Tesis, la cual establece, para sistemas eléctricos trifásicos de potencia, **la metodología para la predicción analítica segregada de los huecos de tensión**, padecidos en **las tensiones compuestas del suministro de Media Tensión (MT), ante cortocircuitos en las redes de Alta Tensión (AT)**.

Dicha metodología ofrece, merced a la vertebración de la misma, una sistemática rápida tanto para cálculos de predicción como de afectación; en efecto:

- Opera sobre un escenario de explotación de la red eléctrica (o la “instantánea” de la misma), obtenido a partir de los sistemas SCADA¹. Dichos sistemas permiten

¹ SCADA: Acrónimo de “Supervisory Control And Data Acquisition”. Sistemas de proceso que equipan los Centros de Control de los Sistemas Eléctricos. Se fundamentan en telemedida, telemaniobra, teleseñalización y telerregulación. Garantizan observabilidad y controlabilidad de la red en todas sus vertientes: generación, transporte y distribución de la energía eléctrica.

múltiples “instantáneas” a diario, dependiendo de las realidades (conectividad, disponibilidad, generación y carga) de la red en el momento;

- Todos los elementos del escenario requieren sus respectivos modelos matemático - electrotécnicos asociados (tal y como se describe en **Anexo I: “Teoría”**). Tales modelos resultan inmunes al cambio de escenario;
- La aplicación computacional utilizada (Power System Simulator for Engineering, V. 26.2.1, de Power Technologies Inc.) presenta:
 - Compatibilidad básica, pero suficiente, con los escenarios de explotación obtenidos de SCADA, permitiendo asumir como “casos de estudio” las instantáneas obtenidas de éste;
 - Capacidad de modelado sobre elementos del escenario: para la presente Tesis Doctoral, dicha actividad se ha requerido en múltiples elementos, principalmente en secuencia homopolar, o secuencia (0);
 - Potencia de cálculo para simular cualquier tipo de cortocircuito en cualquier punto de la red representada, siempre y cuando el modelo matemático de los elementos esté al completo;
 - Posibilidad de personalizar (programación de usuario) secuencias de cortocircuitos y obtención de resultados (en componentes simétricas) para nudos AT del sistema.
- Tras ello, mediante un procesamiento computacional externo al simulador, pero automatizable a partir de resultados obtenidos por éste, se obtienen las tensiones compuestas (fase – fase) segregadas en las cabeceras MT (“fuentes” de suministro radial).
- Por último, y en aras a dotar con mayor consistencia el binomio causa – efecto, se establece el análisis de cortocircuitos en redes AT, así como su tendencia histórica, como principio para la predicción y el establecimiento de riesgos estadísticos vs. riesgos potenciales en el fenómeno de los huecos. Dicha actividad no es automatizable: para la elaboración de la presente Tesis doctoral se han analizado pormenorizadamente un total de 1893 cortocircuitos acaecidos en la red AT de Catalunya durante el trienio 2003 – 2005.

Obsérvense, como aproximaciones ilustrativas, los diagramas mostrados a continuación:

- En Diagrama 1, la fase de información: el simulador se nutre con la “instantánea” obtenida mediante aplicaciones SCADA (secuencia 1) y, manualmente, con los modelos matemático - electrotécnicos asociados a los elementos de la red (secuencia 0, etc.);
- En Diagrama 2, la fase de cálculo y procesamiento, que entrega valores de hueco en los nudos MT “vigilados” para todos y cada uno de los cortocircuitos simulados;
- En Diagrama 3, la fase de modulación estadística, merced a los resultados obtenidos mediante el análisis de incidentes.

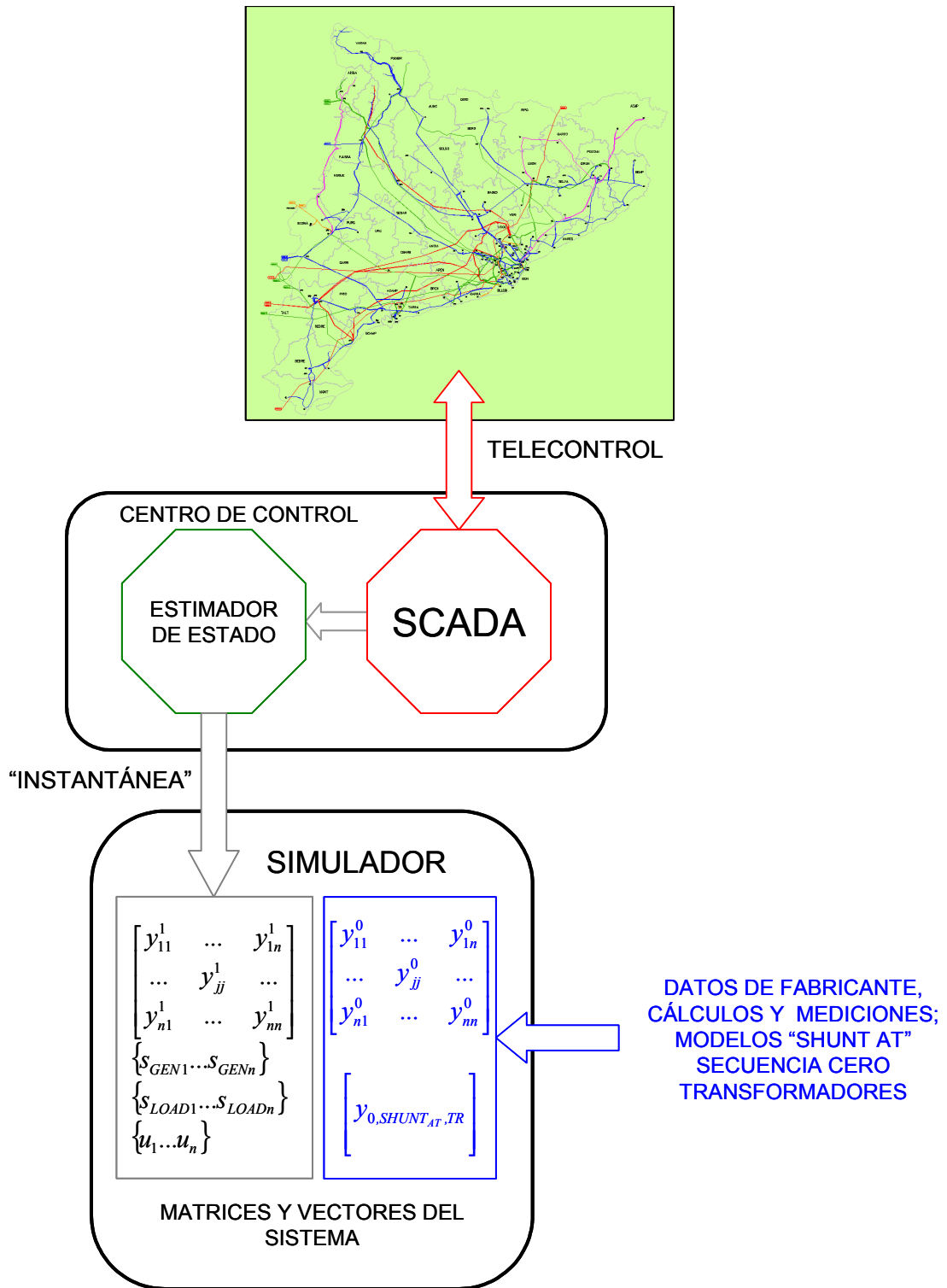
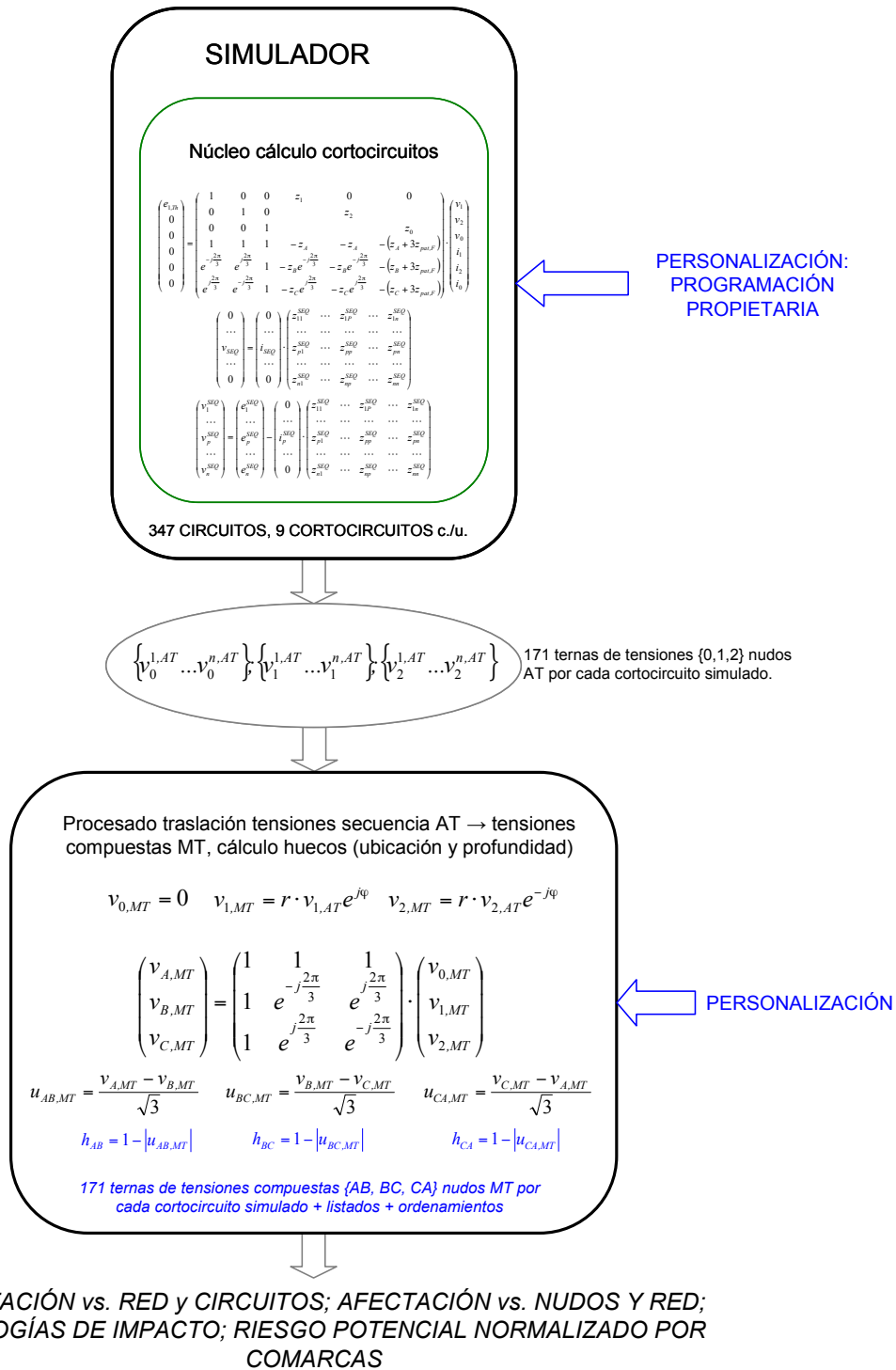
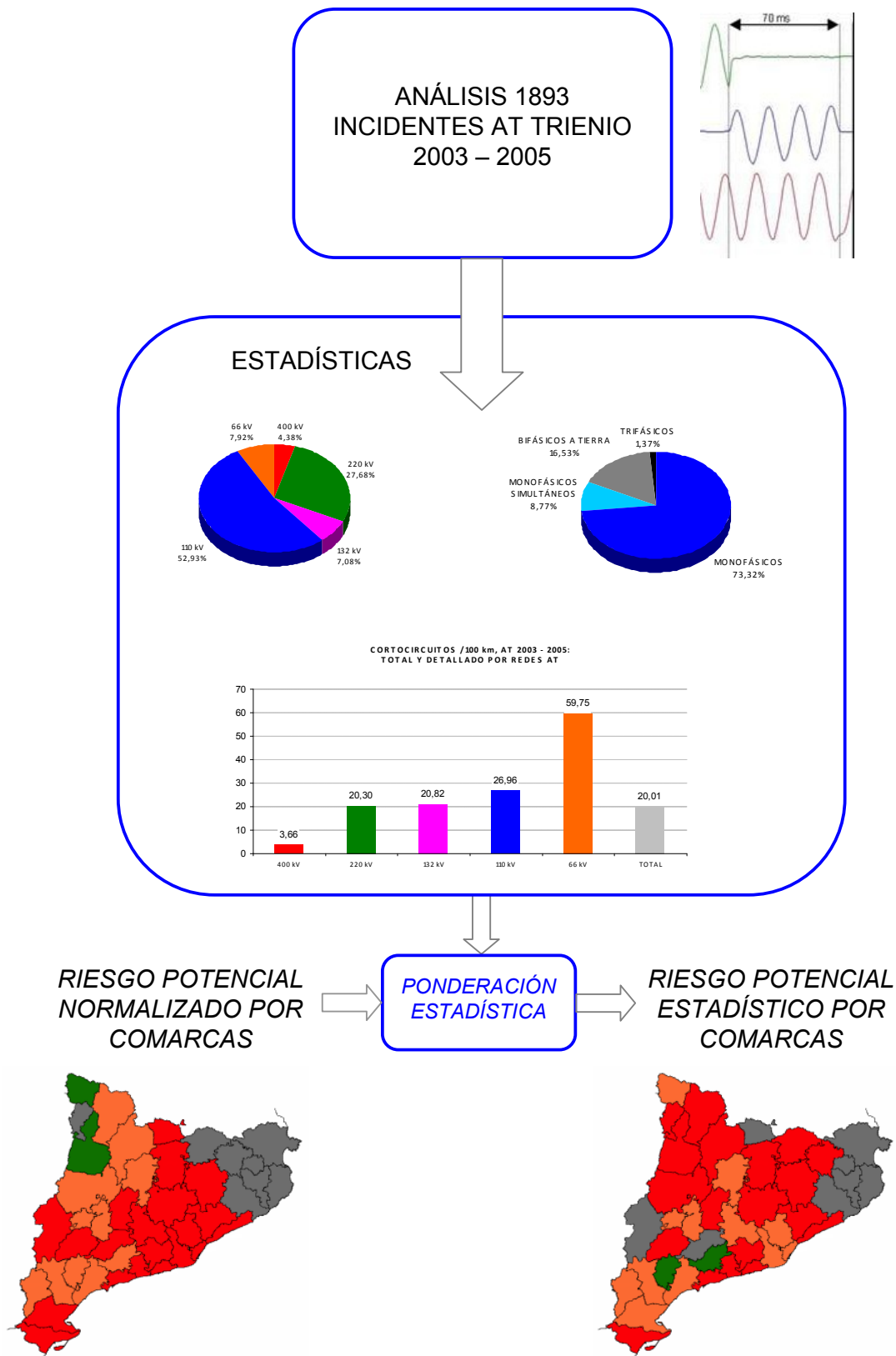


Diagrama 1.- Aproximación ilustrativa del método; fase de información





Tal ordenamiento de procesos permite la **predicción instantánea** y la **afectación informada**:

- La primera, mediante cálculo sistemático, en cada punto considerado del sistema, del cortocircuito y su impacto **segregado**, por tensiones compuestas, en suministro MT;
- La segunda, a partir de un cortocircuito ocurrido, del cual se conocen, tras el análisis cronológico y oscilográfico:
 - Circuito afectado;
 - Tipo de cortocircuito;
 - Situación del mismo;
 - Tiempo total de eliminación

Dicha información permite la simulación del cortocircuito y el procesamiento posterior, determinando **analíticamente** el impacto **segregado** en suministro MT, **adelantándose a posibles consultas y reclamaciones de usuarios sensibles a los huecos de tensión**.

El **escenario de investigación** para la presente Tesis doctoral se ha dirigido a los huecos de tensión provocados por cortocircuitos en las redes de Alta Tensión (AT) de Catalunya.

1.3.2 Objetivos

Tal y como se detalla en [2], la estructura general de los sistemas eléctricos admite una primera clasificación natural atendiendo a la topología de las redes (malladas, radiales) y a los niveles de tensión asociados (AT, MT, BT).

Dependiendo donde se produzca el cortocircuito, el alcance del hueco [XXIX] puede ser muy limitado (doméstico, edificio ante cortocircuitos en BT), acotado (barriada, población ante cortocircuitos en MT) o generalizado (comarca, país o sector continental ante cortos en AT).

La presente Tesis, centrada en cortocircuitos de redes AT (con repercusión generalizada en el suministro y, muy frecuentemente, difícilmente correlacionables con fenómenos eléctricos cercanos) constituye **un método científico útil** orientado a:

- Establecer, sistematizar y normalizar el análisis de dichos fenómenos;
- **Prestar anticipación a cualquier legislación en la calidad del suministro** relacionada con éstos.

Bajo los dos postulados de partida, la planificación asociada da lugar a la primera lista general de objetivos:

- Evaluar, para todo circuito AT, la extensión del hueco (segregado por tensiones compuestas) y sus características principales;
- Evaluar, para todo circuito AT, el método estadístico para analizar los cortocircuitos padecidos por éste;

- Establecer los índices de riesgo por áreas geográficas de influencia;
- Pautas para el modelado del sistema eléctrico;
- Metodologías para predicción de huecos generalizados, atendiendo a:
 - Red AT en cortocircuito;
 - Circuito (línea, cable) AT en cortocircuito;
 - Tipo (monofásico a tierra, bifásico a tierra, trifásico) de cortocircuito;
 - Localización del cortocircuito (inicio, mitad o final del circuito);
 - Análisis estadístico de incidentes en redes AT.

Una vez determinado el método, las pautas y las metodologías, se establece una clasificación completa para los perfiles de hueco en cabeceras de suministro MT:

- Tensiones compuestas (fase – fase) en instalaciones afectadas por hueco;
- Tipo de hueco (monofásico, bifásico, trifásico) padecido;
- Profundidad del hueco (en 4 grados de severidad) padecido;
- Valores típicos de duración.

A tenor del análisis de los resultados obtenidos, surgen los corolarios *causa – efecto* y *efecto – causa* pertinentes, éstos últimos particulares al sistema eléctrico estudiado.

Dada la relevancia de los sistemas de protección en la detección y desenergización de cortocircuitos, se citan arquitecturas para éstos en redes AT, encaminadas a limitar, al máximo, la duración del cortocircuito (y, por ende, del hueco de tensión en MT).

Finalmente, se establecen líneas de actuación para evitar, en la medida de lo posible y humanamente realizable, cortocircuitos en redes AT, causa eficiente de los huecos con mayor extensión en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Tal y como se adelantó en (1.3.1), el sistema eléctrico sobre el que se ha realizado la Tesis comprende Catalunya y circuitos de interconexión AT; no obstante, dada la homogeneidad que presentan los sistemas eléctricos en estructura, el método científico es extrapolable a cualquier territorio.

1.4 Estructura de la Tesis

Articulada en cinco partes, descritas a continuación:

Introducción (actual). Comprende la presentación del fenómeno, el estado del arte actual ante el mismo, resumen y la descripción de objetivos de la Tesis propiamente dicha.

PARTE I: Desarrollo. Comprende los capítulos 2 “SISTEMA ELÉCTRICO OBJETO DE ESTUDIO”, 3 “ESCENARIO” y 4 “METODOLOGÍA OPERATIVA”.

El capítulo 2 se centra en el sistema eléctrico de Catalunya, muestra eléctrica escogida para elaborar la Tesis. Se analiza y describe su topología, sistemas que lo componen (redes AT, redes MT), elementos (circuitos, instalaciones, generadores, transformadores, etc.) así como el inventariado de los mismos.

El capítulo 3 establece las pautas del “escenario” o estado concreto del sistema eléctrico elegido para realizar la batería de pruebas / ensayos: conectividad, generación disponible, carga solicitada, saldo de interconexiones, etc.

Finalmente, el capítulo 4 describe, apoyado en Anexo I “Teoría” (al objeto de minimizar tamaño), los fundamentos matemático – electrotécnicos y los criterios sistemáticos que constituyen el núcleo metodológico, de aplicación universal en sistemas eléctricos de potencia, para establecer la predicción de huecos en redes de distribución MT ante cortocircuitos en redes AT.

PARTE II: Resultados. Comprende los capítulos 5 “CRITERIOS DE ORDENAMIENTO Y ANÁLISIS” y 6 “ESTADÍSTICAS DE CORTOCIRCUITOS”.

El capítulo 5 está referenciado a Anexos II “Detallado causa – efecto” y III “Detallado efecto – causa”. Merecen especial atención ambos anexos: recogen, de forma ordenada y clasificada, según diversos criterios:

- 534.033 resultados trifásicos, consecuencia de agrupar ...
- 1.602.099 resultados monofásicos, correspondientes a cada una de las tensiones compuestas en cada uno de los ...
- 171 nudos MT cabeceras de distribución, para cada uno de los ...
- 9 cortocircuitos simulados sobre los ...
- 347 circuitos AT objeto de ensayo.

A partir de sendos anexos, el capítulo 5 extrae consecuencias generales y particulares en ambas vertientes: causa – efecto y efecto - causa. Destacan, entre las mismas:

- Impacto en MMTT vs. red AT en cortocircuito;
- Tipos y profundidades de hueco vs. red AT en cortocircuito;
- Circuitos AT con mayor impacto;
- Sensibilidades en cargas MT para las diferentes comarcas de Catalunya ante cortocircuitos en redes AT.

El capítulo 6 sintetiza la estadística de cortocircuitos en redes AT de Catalunya durante trienio 2003 – 2005, analizando tipos de defecto, distribución mensual de los mismos, “ratios” faltas / km vs. red AT, etc., así como algunas singularidades notables.

PARTE III: Aplicación. Capítulo 7. A partir de los resultados más significativos de la Parte II, determina: a) impactos en cargas comarcales para circuitos AT con más defectos en trienio 2003 – 2005; b) circuitos AT que, habiendo padecido defectos durante dicho trienio, se

caracterizan por mayor afectación; c) riesgo estadístico en comarcas de Catalunya, según incidentes padecidos durante trienio 2003 – 2005; d) comparativas con resultados obtenidos en otros equipos de Investigación.

PARTE IV: Sistemas de protección en redes AT. Capítulo 8. Consideraciones de arquitectura para tales sistemas, encaminadas a minimizar duración y extensión del cortocircuito en redes AT y del hueco subsiguiente en redes MT, mediante soluciones puestas en explotación durante los últimos cuatro años en ENDESA Distribución Eléctrica, diseñadas por el autor.

PARTE V: Conclusiones y líneas de actuación. Capítulo 9. Síntesis de observaciones más significativas obtenidas durante la elaboración de la Tesis, y consideraciones complementarias a la misma.

ANEXOS

Anexo I: “Teoría”. Describen los fundamentos matemático – electrotécnicos necesarios para comprender y modelar el sistema eléctrico de potencia, realizar las simulaciones computacionales pertinentes y enjuiciar los resultados.

Anexo II: “Detallado causa – efecto”. Recoge ordenadamente los resultados obtenidos según red en cortocircuito, tipo y ubicación del cortocircuito e impacto del mismo en cabeceras MT.

Anexo III: “Detallado efecto – causa”. Ídem anterior, con orientación inversa: desde los nudos MT que padecen hueco hacia red AT en cortocircuito.

Anexo IV: “Esquemas”. Colección gráfica del sistema eléctrico de Catalunya, generalizada y particularizada por niveles de tensión, recorrido de los circuitos y ubicación nudos MT.

1.5 Bibliografía y referencias

- I Ministerio de Economía: Real Decreto 1955/2000 “*Por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*”. BOE nº 285, 28/11/1997, p. 46014. Madrid, 1 de diciembre 2000.
- II AENOR: “*Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*” Norma UNE – EN 50160, 3.17, pp. 8 - 9. Madrid, 2008.
- III G. Nicolau: “*Memoria para Obtención Diploma de Estudios Avanzados*”, p. 10. Departament de Comunicacions y Processat del Senyal. Enginyeria i Arquitectura La Salle, Universitat Ramon Llull. Barcelona, setiembre 2003.
- IV Ley 54/1997: “*Del Sector Eléctrico*”. BOE nº 310, 27/12/2000, p. 35097. Madrid, 27 de noviembre 1997.
- V Secretaría de Estado de la Energía: Resolución de 18 de mayo de 2009, “*Por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 3.7, 7.2, 7.3 y 9 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica*”. BOE nº 129, 28/5/2009, p. 4412. Madrid, 18 de mayo de 2009.
- VI J. M. Canga, G. Nicolau: “*Cortocircuito simultáneo en doble línea aérea 220 kV, con apoyos compartidos, Vallès Oriental - Barcelonès, 16 diciembre 1997. Interrupción nula del suministro. Pérdida de mercado por hueco de tensión*”. Sesión enero 2008, GRAI. Madrid.
- VII AENOR: “*Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*” Norma UNE – EN 50160, 3.17, p. 8. Madrid, 2008.
- VIII D. Pizarro, J. Amantegui: “*Falta trifásica en red 220 kV, Vitoria, 30 agosto 2007. Corte de suministro 119,5 MW. Pérdida de 5,4 GW eólicos a nivel nacional*”. Sesión setiembre 2007, GRAI. Madrid.
- IX Secretaría General de Energía: Resolución por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3: “*Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas*”. BOE nº 254, 24/10/2006, p. 37017. Madrid, 4 de octubre de 2006.
- X E. Styvaktakis: Tesis doctoral. “*Automating Power Quality Analysis*”. Departamentos de Ingeniería Eléctrica y de Señales y Sistemas. Universidad Tecnológica Chalmers. Göteborg, 2002.
- XI F. Kinces: Tesis doctoral. “*Voltage Sag Indices and Statistics*”. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad Tecnológica Chalmers. Göteborg, 2004.
- XII E. García Quintero: Tesis Doctoral. “*Valoración de la Calidad de Energía Eléctrica Respecto a Huecos de Tensión: Índices y Niveles de Calidad*”. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad Politécnica de Valencia. Julio, 2008.

- XIII L. Guash Pesquer: Tesis doctoral. *“Efectos de los huecos de tensión en las máquinas de inducción y en los transformadores trifásicos.”* Universitat Politècnica de Catalunya. Departament d’Enginyeria Elèctrica. Barcelona, 2006.
- XIV M. H. J. Bollen: *“Voltage Sags in Three – Phase Systems”*. IEEE Power Engineer Review, p.8. Setiembre, 2001.
- XV L. Zhang, M. H. J. Bollen: *“Characteristic of Voltage Dips (Sags) in Power Systems”*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, nº 2, p. 827. Abril 2000.
- XVI L. Conrad, K. Little, C. Griggs: *“Predicting and Preventing Problems Associated with Remote Fault – Clearing Voltage Dips”*. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 27, nº 1, p. 167. Enero – febrero 1991.
- XVII M. H. J. Bollen, D. D. Sabin, R. S. Thallam: *“Voltage-sag indices – recent developments in IEEE P1564 Task Force”*. Quality and Security of Electrical Power Delivery Systems. CIGRÉ/PES, 2003, p.34. Montreal.
- XVIII IEC 61000 – 4 – 30: *“Power Quality Measurements Methods”*. Ed. 2008
- XIX IEEE Std. 1159. *“Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”*. Ed. 2009.
- XX D. L. Brooks, M. Waclawiak, A. Sundaram: *“Indices for Assessing Utility Distribution System RMS Variations Performance”*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, nº 1, p. 245. Enero, 2008.
- XXI M. H. J. Bollen, D. D. Sabin: *“International Coordination for Voltage Sag Indices”*. Power Engineering Society General Meeting, IEEE, 2005.
- XXII IEEE Std. 493 – 2007: *“The Gold Book. IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems”*. Cap. 7, p. 129. IEEE, 2007.
- XXIII M. H. J. Bollen, M. R. Qader, R. N. Allan: *“Stochastic and Statistical Assessment of Voltage Dips”*. IEEE Colloquium on Tools and Techniques for Dealing with Uncertainty. Digest nº 1998/200. Ponencia 5. Londres, 1998.
- XXIV J. L. Falagán, L. I. Eguíluz, J. C. Lavandero, M. Mañana: *“Observabilidad de huecos de tensión a partir de la evolución de la tensión en diferentes situaciones de fallo”*. 10ª Reunión de Grupos de Investigación en Ingeniería Eléctrica. Santander, 2000.
- XXV L. Zhang, M. H. J. Bollen: *“A Method for Characterization of Three-Phase Unbalanced Dips (Sags) from Recorded Voltage Wave shapes”*. 21st International Telecommunication Energy Conference, Ponencia 9. Copenhagen, 1999.
- XXVI M. H. J. Bollen: *“On Voltage Dip Propagation”*. Power Engineering Summer Meeting, p.665. Vancouver, 2001.
- XXVII E. Styvaktaris, M. H. J. Bollen, I. Y. H. Gu: *“Expert System for Classification and Analysis of Power System Events”*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, nº 2, p. 423. Abril, 2002.

- XXVIII P. Heine, P. Pohjanheimo, M. Lethonen, A. Oikarinen: “*Measured Sagged Voltages Caused by Identified Power System Faults*”. 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power, p. 83. Lake Placid, setiembre 2004.
- XXIX R. Bosch (UPC), J. R. Regué (URL), G. Nicolau: “*Analysis of HV and MV Networks Faults Effect on Short Drops*”. 9th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation. Barcelona, octubre 2007.
- XXX T. C. Kwang, V. Kumaran, M. F. M. Siam, A. M. Bursa: “*Power Quality Event Characterization*”. 4th. International Conference on Power Electronics, Machines and Drives, p. 543. York, 2008.
- XXXI X. Dai, H. Yang, W. Cai: “*An Optimum Allocation Method of Power Quality Monitors by Considering Voltage Dip*”. Power and Energy Engineering Conference. Wuhan, China. Marzo, 2011.
- XXXII M. R. Qader, M. H. J. Bollen, R. N. Allan: “*Stochastic Prediction of Voltage Sags in a Large Transmission System*”. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 35, nº 1, p. 152. Enero – febrero 1999.
- XXXIII M. T. Aung, J. V. Milanovic: “*Stochastic Prediction of Voltage Sags by Considering the Probability of the Failure of the Protection System*”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, nº 1, p. 322. Enero, 2006.
- XXXIV P. Lozano, G. Nicolau: “*Protección de acoplamiento barras AT. Estudio de alternativas de realización*”. Energía, nº 186, p. 50. Ed. Alcion. Julio – Agosto, 2005.
- XXXV J. Ribot, S. López, F. Rodríguez, C. Fernández, P. Lozano, S. Marín, J.L. Martínez, G. Molina, J.M. Roca, B. Rodríguez, J. Vallina, J. Vaquero, G. Nicolau: “*Evolution in the Spanish Power System: New Protection Coordination Criteria and Critical Clearing Time Calculation Methodology*”. SC B5 Protection and Automation, B5-215. CIGRÉ, París, 2006.
- XXXVI J. M. Carvalho Filho, R. Chouny Leborgne, J. P. G. de Abreu, E. G. C. Novaes, M. H. J. Bollen: “*Validation of Voltage Sag Simulation Tools: ATP and Short-Circuit Calculation Versus Field Measurements*”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, nº 3, p. 1472. Julio, 2008.
- XXXVII J. A. Martínez, J. M. Arnedo: “*Stochastic Prediction of Voltage Dips using an Electromagnetic Transient Program*”. Ponencia 14th PSCC, Sevilla, 2002.
- XXXVIII J. A. Martínez, J. M. Arnedo, J. V. Milanovic: “*Load Modeling for Voltage Sag Studies*”. Power Engineering Society General Meeting, p. 2508. IEEE, Toronto, julio 2003.
- XXXIX J. A. Martínez, J. M. Arnedo: “*Voltage Sag Studies in Distribution - Part I: System Modeling*”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, nº 3, p.1670. Julio 2006.
- XL J. A. Martínez, J. M. Arnedo: “*Voltage Sag Studies in Distribution - Part II: Voltage Sag Assessment*”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, nº 3, p.1679. Julio 2006.

- XL I J. A. Martínez, J. M. Arnedo: “*Voltage Sag Studies in Distribution - Part III: Voltage Sag Index Calculation*”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, nº 3, p.1689. Julio 2006.
- XL II L. Berthet, B. Paszkier, C. Santander, D. Dercle: “*A new Simulation Tool to Predict Voltage Dips*”. 20th International Conference on Electricity Distribution, session 2, paper nº 268. Praga, junio 2009.
- XL III M. Tesarova: “*Analysis of Voltage Dips in Power System – Case of Study*”. IEEE Power Tech. 2005, San Petersburgo. Rusia.
- XL IV R. Mienski, P. Pawelek, I. Wasiak: “*A Simulation Method for Estimating Supply Voltage Dips in Electrical Power Networks*”. 9th International Conference on Harmonics and Quality of Power, p.739. Florida, octubre 2010.
- XL V P. Saninta, S. Premrudeepreechacharn: “*Assessment And Prediction of Voltage Sag in Transmission System in Northern Area of Thailand*”. 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Wollongong, Australia, 2008.
- XL VI B. Q. Khanh, N. H. Phuc: “*Prediction of Voltage Sag in The Transmission System of Vietnam, A Case Study*”. Power Systems Conference and Exposition (PSCE). IEEE / PES. Phoenix, USA, marzo 2011.
- XL VII J. Amantegui, J. Galletero, J. A. González, S. Marín, J. L. Martínez, I. Zamora, G. Nicolau: “*Nuevos requerimientos de protección en soterramientos parciales de líneas aéreas*”. Jornada técnica sobre nuevas técnicas y materiales utilizados en el diseño, construcción y mantenimiento de líneas aéreas. CIGRÉ, Madrid, 2003.
- XL VIII M. Cortes: “*Curso de Aparamenta*”. Schneider Electric, Centro de formación. Ed. Abril 1986, pp. 62 – 65.
- XL IX A. Roth, G. de Senarclens, J. Amsler: “*Técnica de la Alta Tensión*”, VII “*Procesos electromagnéticos oscilatorios y de choque*”, § 71, “*Desconexión de capacidades*”. Editorial Labor, 1966.
- L M. F. McGranaghan, D. R. Mueller, M. J. Samotyj: “*Voltage Sags in Industrial Systems*”. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 29, nº 2, p. 397. Marzo – abril 1993.
- LI G. Nicolau: “*Memoria para Obtención Diploma de Estudios Avanzados*”, p. 10. Departament de Comunicacions y Processat del Senyal. Enginyeria i Arquitectura La Salle, Universitat Ramon Llull. Barcelona, setiembre 2003. Descripción: estadio del F.C. Barcelona, setiembre 1996; escenario de tormenta, con abundante aparato eléctrico. Apagado en iluminación terreno de juego (lámparas de mercurio) durante intermedio encuentro, debido a cortocircuito en red aérea 220 kV cinturón metropolitano de Barcelona. Duración del cortocircuito: 120 ms. Incidente analizado por el autor.
- LII J. Lamoree, D. Mueller, P. Vinett, W. Jones, M. Samotyj: “*Voltage Sags Analysis Case Studies*”. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 30, nº 4, p. 1083. Julio – agosto 1994.

- LIII S. Z. Djokic, J. V. Milanovic, D. S. Kirschen: “*Sensitivity of AC Coil Contactors to Voltage Sags, Short Interruptions*”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, nº 1, p. 375. Enero 2005.
- LIV S. Z. Djokic, J. Desmet, J. V. Milanovic, K. Stockman: “*Sensitivity of Personal Computers to Voltage Sags and Short Interruptions and Under voltage Transients*”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, nº 3, p. 1299. Julio 2004.
- LV J. Y. Chan, J. V. Milanovic: “*Severity Indices for Assessment of Equipment Sensitivity to Voltage Sags and Short Interruptions*”. Power Engineering Society General Meeting. Tampa, Florida, 2007.
- LVI C. P. Gupta, J. V. Milanovic: “*Cost of Voltage Sags: Comprehensive Assessment Procedure*”. IEEE Power Tech. San Petersburgo, Rusia, 2005.
- LVII L. Martín, M. Noe, P. Tixador, A. Hobl, M. Bocchi: “*The Eccoflow Project: Design and Simulation Results of a Superconducting Fault Current Limiter for Operation in Electricity Networks*”. 21st International Conference on Electricity Distribution (CIRED), paper nº 1162. Frankfurt, junio 2011.
- LVIII R.C. Dugan, D. L. Brooks, T. E. McDermott, A. Sundaram: “*Using Voltage Sag and Interruption Indices in Distribution Planning*”. Power Engineering Society Meeting, p. 1164. New York, febrero 1999.
- LIX J. V. Milanovic: “*Characteristics Of Voltage Sags in Radial Networks With Dynamic Loads And Embedded Generators*”. IEEE Power Tech Conference. Porto (Portugal), 2011.
- LX F. Pilo, G. Pisano, G. G. Soma: “*Considering Voltage Dips Mitigation in Distribution Network Planning*”. IEEE Power Tech Conference, p. 1528. Lausana (Suiza), 2007.
- LXI R. C. Degennef, R. Barss, S. Raedy: “*Reducing the Effect of sags and Momentary Interruptions: A Total Owning Cost Prospective*”. 9th International Conference on Harmonics and Quality of Power, p.397. Orlando (Florida), octubre 2000.
- LXII A. Sanino, M. G. Miller, M. H. J. Bollen: “*Overview of Voltage Sag Mitigation*”. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, p. 2872. Singapur, enero 2000.
- LXIII J. F. Martínez Canales, J. Alcaide Sanz (Iberdrola): “*Estudio de los microcortes en la red eléctrica y de los métodos para minimizar sus efectos*”. Revista ENERGÍA. Madrid, setiembre – octubre, 1998.
- LXIV G. Nicolau: “*Sistema GSM para localización de defectos en redes eléctricas*”. Revista “Energía”, nº 184, año 2005, páginas 41 – 44

2 SISTEMA ELÉCTRICO OBJETO DE ESTUDIO

Corresponde, en su totalidad, al sistema eléctrico de Catalunya, incluyendo las interconexiones peninsulares y la interconexión continental. Ante la imposibilidad de plasmar su estructura de forma inteligible en formato A4, véase en Anexo IV, “*Esquemas*”, su trazado y topología.

Se describen a continuación sus características durante el período de análisis (2003 – 2005) empleado para elaboración Tesis.

Observación preliminar

Si bien la reglamentación vigente [I] define Alta Tensión (AT) siempre y cuando:

$$U \geq 1kV \text{ (entre fases)}$$

y clasifica los circuitos (líneas, cables eléctricos) según:

- **Especial:** Red de Transporte, según [II] artículo 5, R.D. 1955/2000;
- **1ª categoría:** $66kV < U < 220kV$
- **2ª categoría:** $30kV < U \leq 66kV$
- **3ª categoría:** $1kV < U \leq 30kV$

en el contexto profesional del Sector Eléctrico, las tensiones se clasifican y denominan:

- **AT** (Alta Tensión): $45kV \leq U \leq 400kV$
- **MT** (Media Tensión): $6kV \leq U < 30kV$
- **BT** (Baja Tensión): $U < 1kV$

En lo sucesivo, se utilizará la denominación AT, MT, BT empleada en el Sector.

Independientemente al régimen (monofásico, bifásico, trifásico, polifásico), se asume corriente alterna sinusoidal, 50Hz.

2.1 Sistema AT

2.1.1 Perfiles fundamentales

En una primera inspección estructural, presenta un aspecto según fig. 2.1. Para mayor nivel de detalle, en Anexo 4 “*Esquemas*”, aparecen esquemas ortogonales y geográficos asociados.

Cada uno de los hexágonos representa redes malladas, cuyo interior se detalla en fig. 2.2 y fig. 2.3. Corresponden a las tensiones [II] de transporte (400 y 220 kV) y redes malladas de distribución AT (132, 110 y 66 kV).

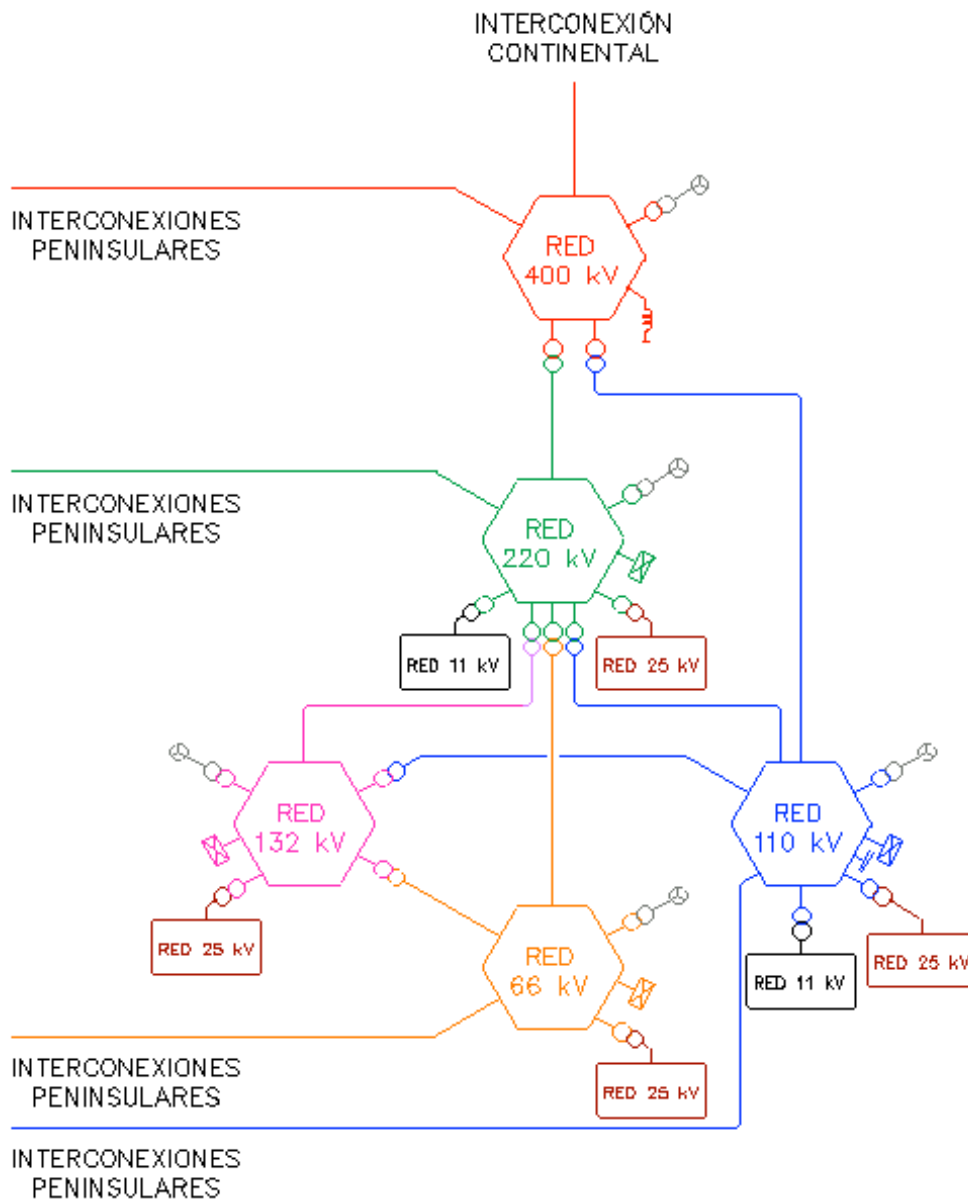


fig. 2.1 Aspecto estructural sistema AT en Catalunya

En cada red (o entre redes) tienen lugar las conexiones (símbolos externos al hexágono) descritas a continuación.

- Red 400 kV:
 - Plantas de generación: centrales nucleares en Ribera d'Ebre, y Baix Camp; central hidráulica en Pallars Jussà;
 - Circuito de interconexión continental;
 - Circuitos de interconexión peninsular (Aragón y Comunitat Valenciana);
 - Transformadores de interconexión con redes 220 y 110 kV;

- Reactancias para compensación de reactiva.
- Red 220 kV:
 - Plantas de generación: centrales térmicas en Barcelonès, Tarragonès, Berguedà, Garraf; centrales hidráulicas en Ribera d'Ebre, Pallars Jussà, Pallars Sobirà, Alta Ribagorça, Franja de Ponent (Aragón);
 - Circuitos de interconexión peninsular (Aragón);
 - Transformadores de interconexión con redes 132, 110 y 66 kV;
 - Clientes industriales;
 - Transformadores hacia sistema MT (redes 25, 11 kV).
- Red 132 kV:
 - Plantas de generación: centrales hidráulicas en la Noguera, Pallars Jussà, Alta Ribagorça, Franja de Ponent (Aragón);
 - Transformadores de interconexión con redes 110 y 66 kV;
 - Clientes industriales;
 - Transformadores hacia sistema MT (red 25 kV).
- Red 110 kV:
 - Plantas de generación: centrales hidráulicas en Val d'Aran, Pallars Jussà, Pallars Sobirà, el Alt Urgell, Pla de l'Estany, Osona, Selva, Noguera, Segrià, Ribera d'Ebre; centrales eólicas en Priorat y Baix Ebre.
 - Circuitos de interconexión peninsular (Aragón);
 - Clientes industriales;
 - Baterías de condensadores para compensación de reactiva;
 - Transformadores hacia sistema MT (redes 25, 11 kV).
- Red 66 kV:
 - Plantas de generación: centrales térmicas ubicadas en Barcelonès y Tarragonès;
 - Clientes industriales;
 - Transformadores hacia sistema MT (red 25 kV).

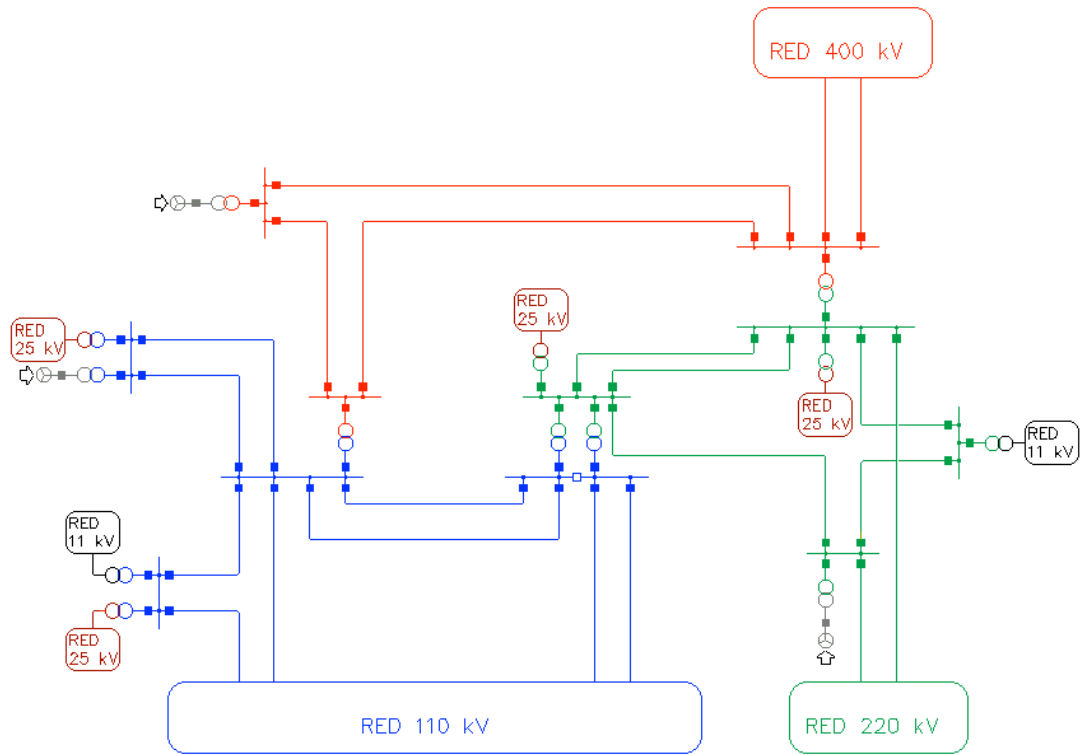


fig. 2.2 Detallado parcial sistema AT, redes 400, 220 y 110 kV

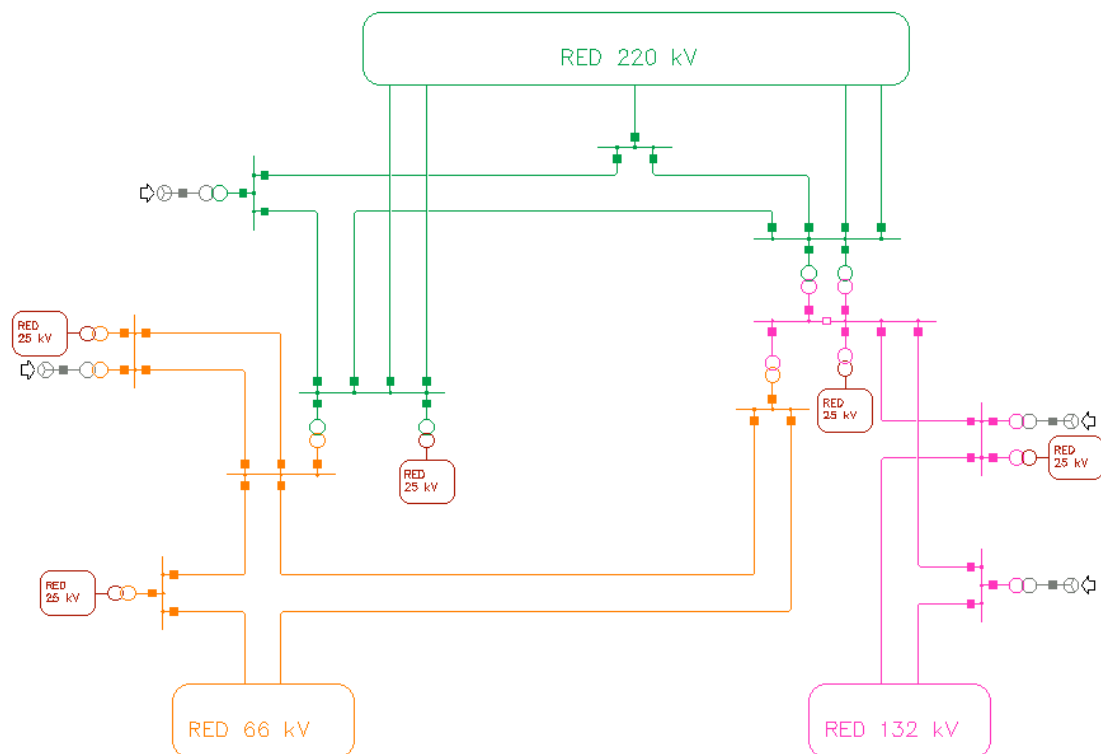


fig. 2.3 Detallado parcial sistema AT, redes 220, 132 y 66 kV

En definitiva, cualquiera de las redes AT ($66 \leq U \leq 400kV$) se compone, exclusivamente, de:

- nudos (también denominados nudos, buses, barras, embarrados);
- mallas que interconectan entre sí nudos de idéntica tensión: los circuitos (líneas aéreas, cables subterráneos, circuitos mixtos);
- elementos que interconectan entre sí nudos de tensión diferente (transformadores);
- elementos conectados a los nudos que aportan o evacúan energía: generadores, transformadores AT/MT, reactancias, cargas, etc.

En fig. 2.2 y fig. 2.3 aparecen, asimismo, los interruptores automáticos, representados mediante símbolos cuadrados. Si su interior está coloreado, el interruptor está cerrado; si su interior está transparente, el interruptor está abierto.

Los interruptores son elementos rápidos de maniobra (tiempo de respuesta a una orden de apertura: $30 \div 60ms$, dependiendo si abren carga o cortocircuito, respectivamente). Constatar que, en escenarios de cortocircuito, la desenergización de éste siempre implica apertura del (de los) interruptor(es) más próximos que aporten energía al defecto.

En Catalunya, las máximas intensidades de cortocircuito superan, actualmente, los 40kA.

Dependiendo si conectan o no generadores de régimen ordinario, las instalaciones eléctricas AT (que pueden incluir uno o más nudos, de igual o diferente tensión) se denominan Centrales de Producción (véase ejemplo, fig. 2.4) o Subestaciones (fig. 2.5, fig. 2.6), si bien algunas de ellas prestan ambas funciones (fig. 2.7).

Típicamente, una Central de Producción inyecta, hacia red AT, energía procedente de generadores conectados (mediante transformación elevadora) en barras AT. Asimismo, constituye una instalación de interconexión para varios circuitos AT.

Una Subestación inyecta, hacia sistema MT (mediante transformación AT_1/MT) y/o hacia otra red AT_2 (mediante transformación AT_1/AT_2) la energía procedente de la red AT_1 . Igualmente, constituye una instalación de interconexión para varios circuitos AT.

En fig. 2.4 y fig. 2.5 aparece el seccionador (símbolo romboidal); se trata de un elemento de maniobra, en corte visible que, a diferencia de los interruptores automáticos, debe operar:

- Con idéntico potencial en ambos extremos;
- En ausencia de cortocircuito y/o cargas elevadas

permitiendo modificaciones topológicas en la instalación, según necesidades, contingencias, etc.

En fig. 2.4, la instalación dispone de doble embarrado con interruptor automático de acoplamiento transversal (topología *doble barra con acoplamiento transversal*), lo cual permite mayor versatilidad en la explotación. En cualquier caso, si el acoplamiento transversal está cerrado, su equivalente eléctrico es de nudo único.

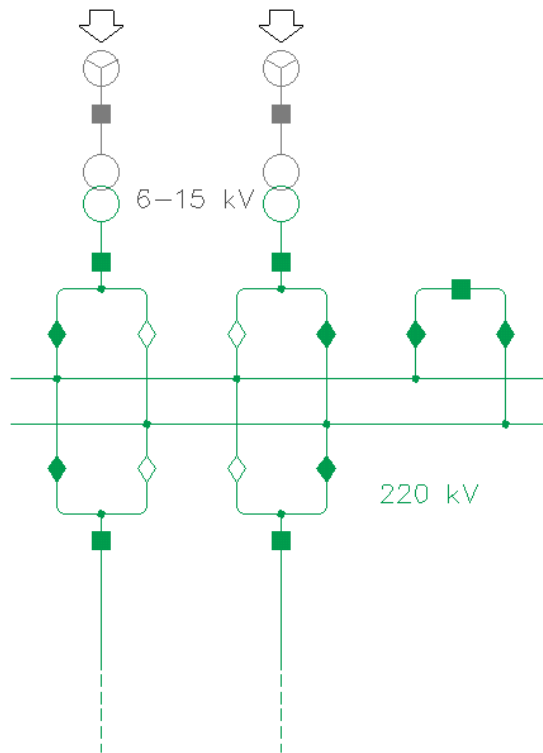


fig. 2.4 Central de producción, conectada a 220 kV. Topología habitual de doble barra con acoplamiento utilizada en Sector Eléctrico Peninsular

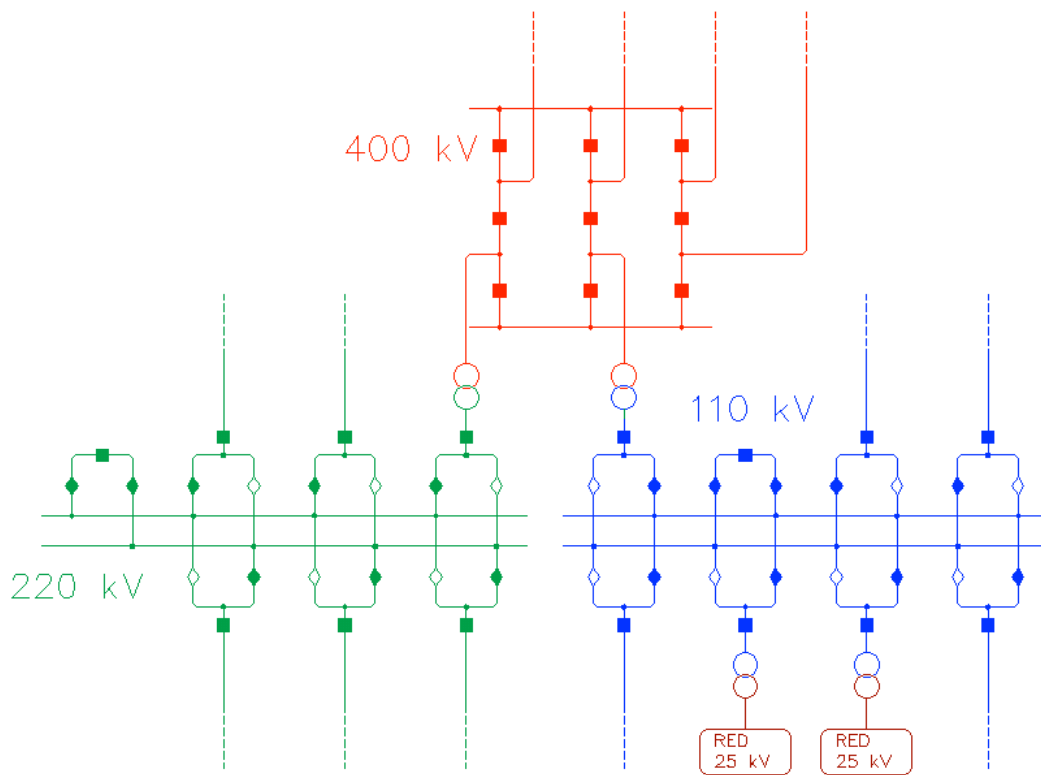


fig. 2.5 Subestación 400 / 220 / 110 / 25 kV. Topología habitual de embarrados mixtos (interruptor y medio, doble barra con acoplamiento) utilizada en Sector Eléctrico Peninsular

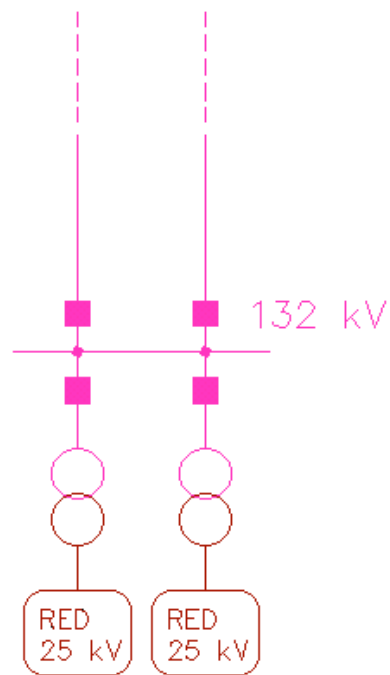


fig. 2.6 Subestación 132 / 25 kV. Topología habitual, de barra simple, utilizada en Sector Eléctrico Peninsular

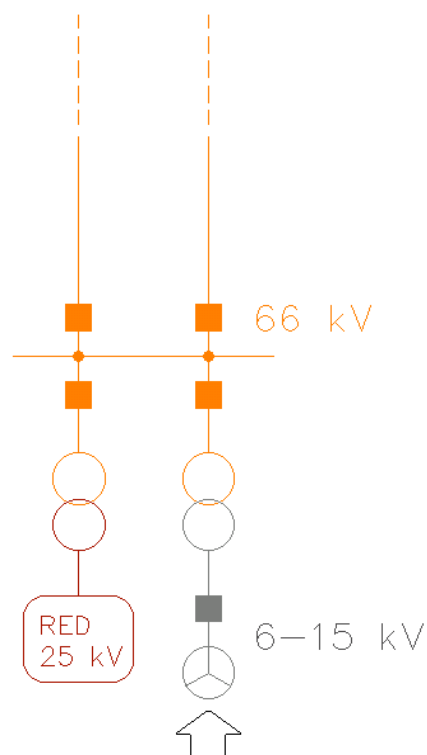


fig. 2.7 Instalación mixta: central de producción y subestación 66 / 25 kV. Topología habitual, de barra simple, utilizada en Sector Eléctrico Peninsular

En fig. 2.5, la instalación dispone, obviamente, de un embarrado para cada nivel de tensión: en 400 kV, topología de **interruptor y medio** (cada dos terminales, tres interruptores); el número de nudos eléctricos es función de la continuidad eléctrica permitida por los interruptores conectados y/o desconectados. En 220 y en 110 kV, topología de **dobles barra con acoplamiento transversal**.

Finalmente, en fig. 2.6 y fig. 2.7, instalaciones de nudo único (**barra simple**).

2.1.2 Conexión de generadores con sistema AT

Los generadores del sistema objeto de análisis presentan las potencias típicas siguientes:

- Hidráulicos: 10 ÷ 125 MVA;
- Térmicos: 100 ÷ 300 MVA;
- Nucleares: 1 GVA;
- Eólicos: 3,5 MVA.

La conexión de los mismos con redes AT se realiza siempre mediante transformación elevadora; las tensiones de servicio de los grupos generadores, por cuestiones de aislamiento, oscilan entre los 6 y los 21 kV, resultando la sección de sus conductores adecuada para soportar la máxima intensidad de régimen a tiempo infinito.

La transformación elevadora permite transmitir dicha energía en conductores de sección más moderada, merced a la mayor diferencia de potencial utilizada, garantizándose el aislamiento:

- Mediante la distancia entre fases (líneas aéreas);
- Mediante envolventes de aislamiento (cables subterráneos).

La construcción geoméricamente simétrica de los generadores rotativos los hace sensibles a regímenes trifásicos no equilibrados (III), llegando a daños severos tras estar sometidos a intensidades asimétricas durante intervalos de tiempo incluso moderados.

Por ello, la transformación elevadora entrega al generador red trifásica a neutro aislado, y conecta, de resultar conveniente, a tierra el neutro lado AT (fig. 2.8).

La conveniencia de conectar o no neutro AT a tierra del transformador elevador viene dada según la intensidad de cortocircuito monofásico a tierra en las proximidades de la instalación considerada.

2.1.3 Transformadores de interconexión AT₁/AT₂

Se caracterizan, fundamentalmente, por:

- Potencia nominal: 100 ÷ 600 MVA;
- No modifican ángulo entre devanados AT;

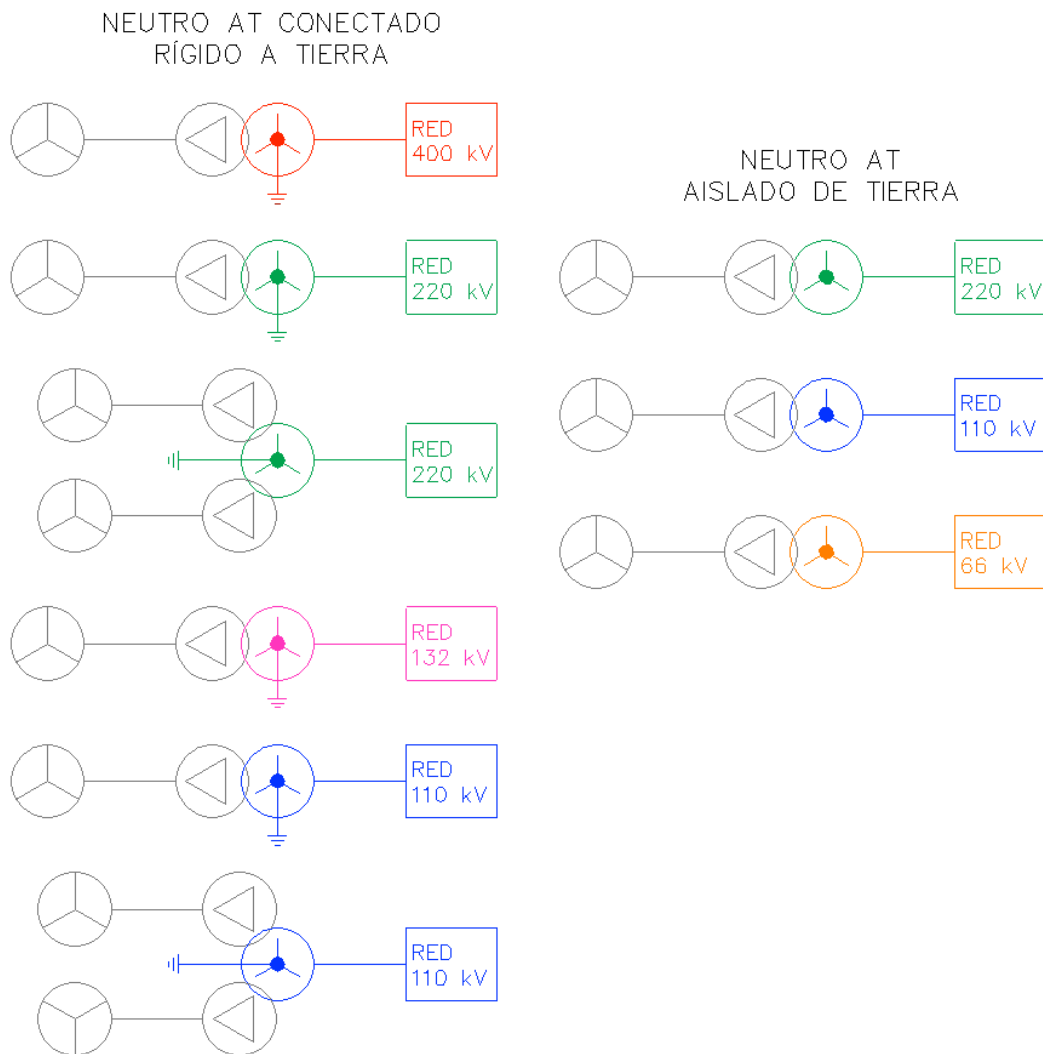


fig. 2.8 Conexiones típicas de generadores con redes AT

- Conexión en estrella, con neutro normalmente conectado rígidamente a tierra (excepcionalmente, mediante resistencia) en ambos arrollamientos AT;
- Presencia de un devanado terciario en triángulo (de compensación), capaz de alimentar a cargas MT en situaciones de emergencia, cuya potencia máxima entregable es, típicamente, 1/3 de la nominal.

Véanse tipologías habituales en fig. 2.9. En la fila superior, transformadores; en la fila inferior, autotransformadores.

2.2 Sistema MT

2.2.1 Perfiles fundamentales

Véase (fig. 2.10) aspecto general.

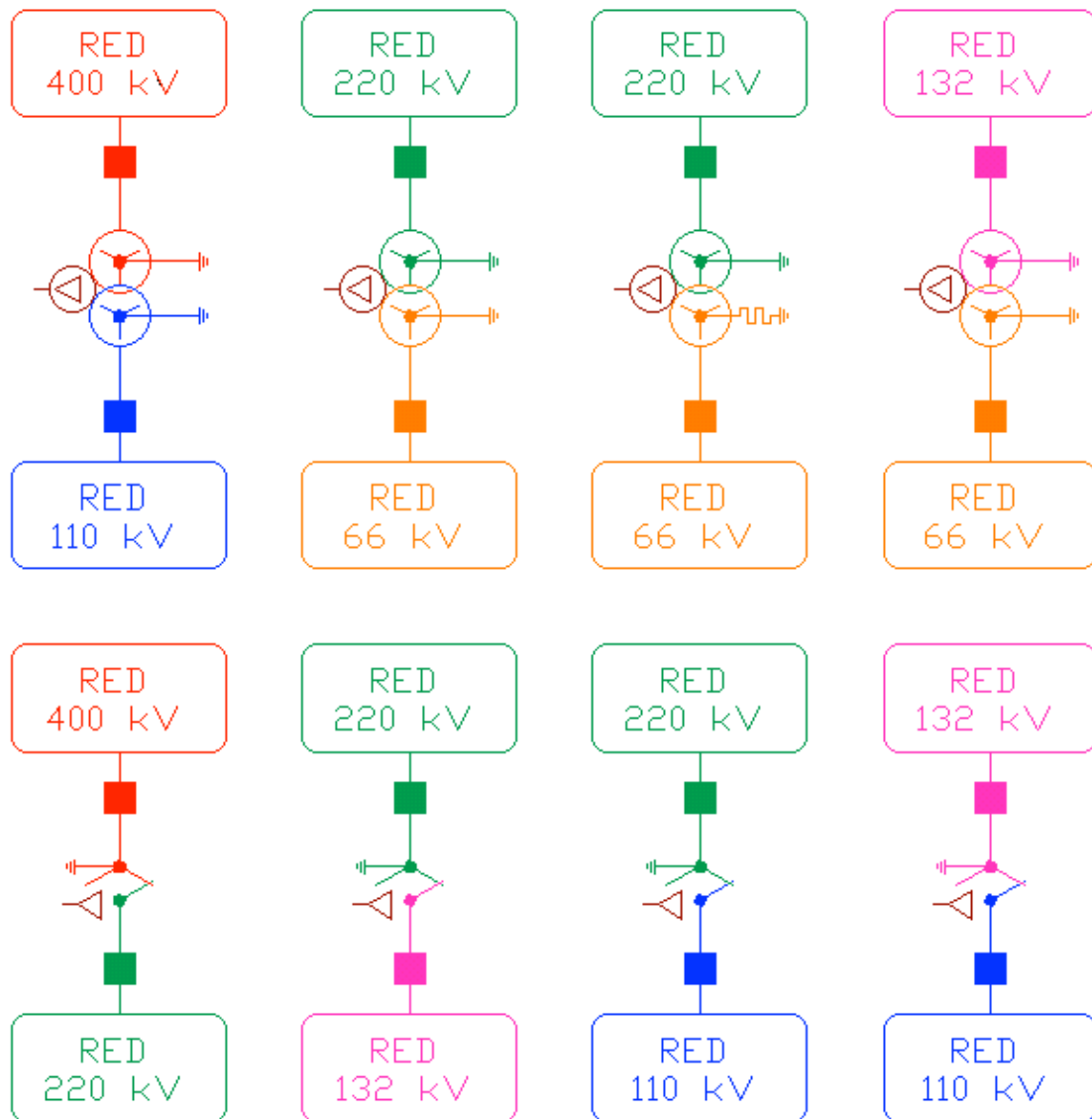


fig. 2.9 Transformadores y autotransformadores de interconexión AT_1/AT_2

El sistema MT nace en la transformación AT/MT de subestaciones (SSEE), extendiéndose de forma dendrítica (capilar, radial) mediante circuitos MT (líneas aéreas, cables subterráneos, circuitos mixtos).

Si bien en fig. 2.10, por simplicidad gráfica, el embarrado MT de SE aparece en topología de barra simple con interruptor de acoplamiento longitudinal, en la práctica resulta frecuente (por flexibilidad que ofrecida para operación y explotación) la topología de doble barra con acoplamientos transversales y longitudinales (fig. 2.11).

Volviendo a fig. 2.10 obsérvense los diversos tipos de instalaciones que, conectadas en derivación, pueden darse en circuitos MT:

- Centros de Distribución (CCDD) con transformación MT/BT, siendo:
 - $U_{BT} = 400V$ (entre fases);

- $V_{BT} = 220V$ (fase – neutro);
- $S = 200 \div 630kVA$

Dichos CCDD equipan IISS (interruptores – seccionadores) como dispositivos de apertura y cierre; son elementos de maniobra local y remota (mediante telemando) que pueden operar en condiciones de carga. Algunos CCDD equipan IS frontera, los cuales garantizan la posibilidad de conexión (pseudo – mallado, en situaciones transitorias) entre redes de distribución radial MT.

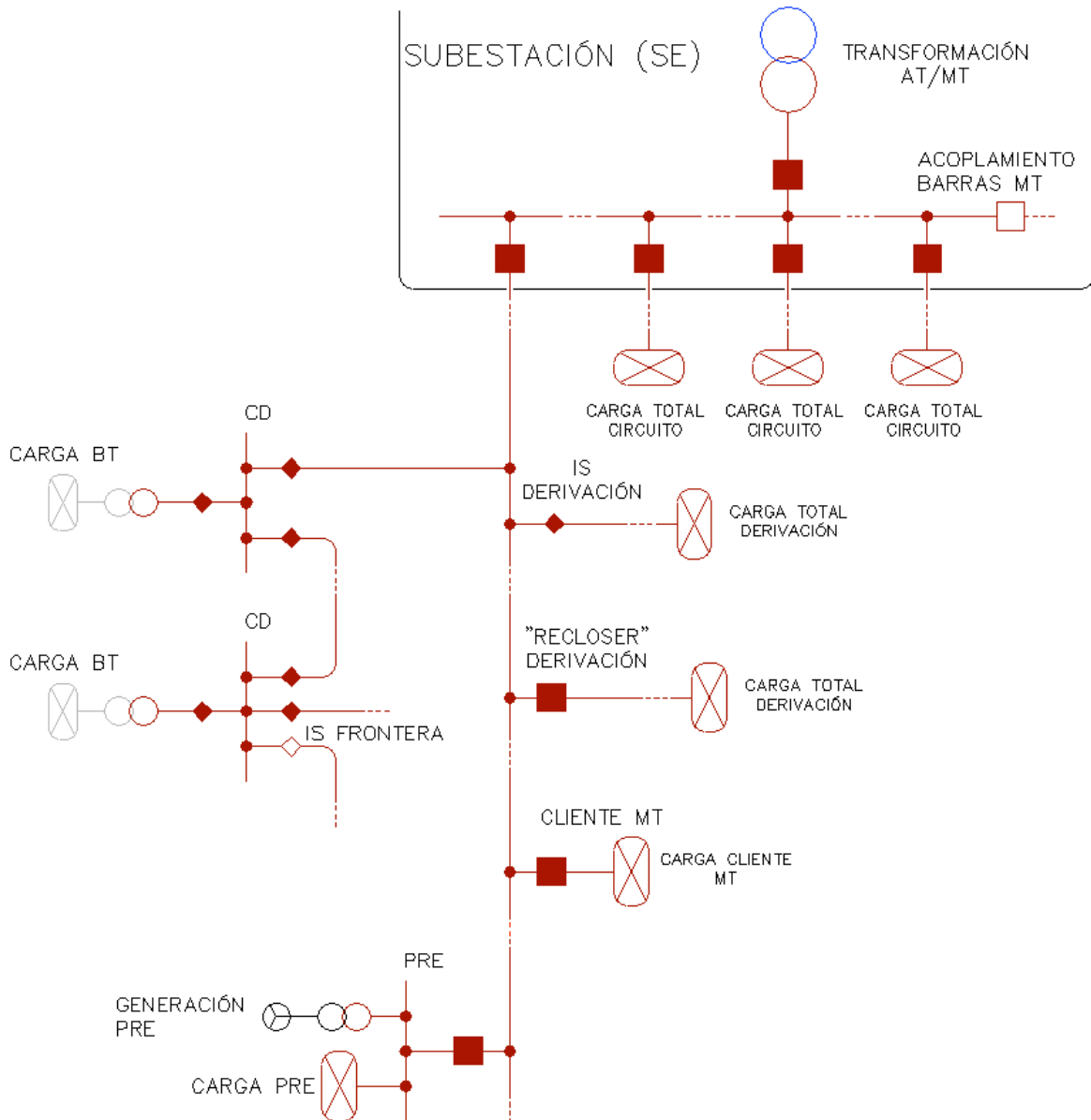


fig. 2.10 Aspecto general sistema MT

- Las derivaciones del circuito principal, que constituyen réplicas del mismo a menor escala, conectadas mediante:
 - IS (interruptor – seccionador): elemento de maniobra local y remota (mediante telemando) que puede operar en condiciones de carga;
 - “RECLOSER”: interruptor automático, equipado con elementos autónomos de protección, reconexión automática y maniobra remota
- Clientes MT: constituyen CCDD específicos, con interruptor automático y transformación MT/BT ó transformación MT_1/MT_2 , según lo precise la actividad allí realizada;
- Productores de Régimen Especial (PRE) o autoprodutores [IV], con interruptor automático, transformación de generador a MT y posibilidad de consumo local.

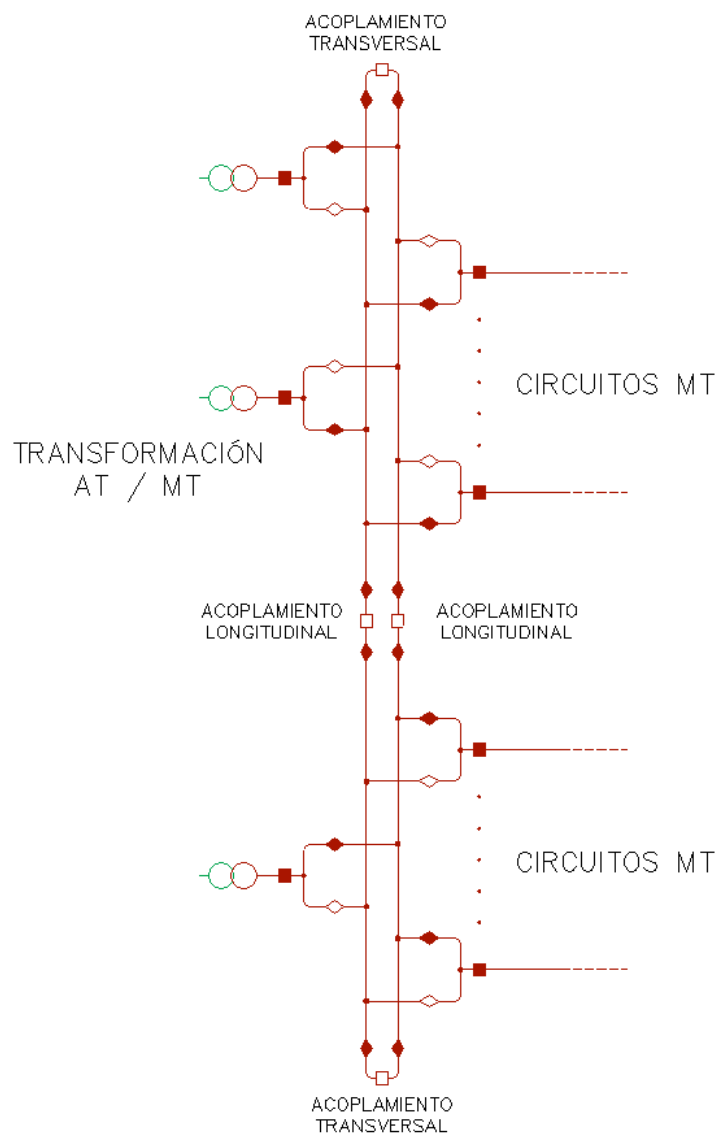


fig. 2.11 Embarrado MT de aplicación típica: doble barra con acoplamientos transversales y longitudinales

2.2.2 Transformadores de interconexión AT/MT

Véanse tipologías habituales en fig.2.12. Se caracterizan, fundamentalmente, por:

- Potencia nominal: 20 – 60 MVA;
- Modificación angular entre devanado AT y MT ;
- Conexión en estrella, arrollamiento AT, con dos regímenes de neutro:
 - Conexión rígida a tierra;
 - Conexión a tierra mediante autoválvula (aislado de tierra a efectos prácticos, salvo ante sobretensiones transitorias elevadas);
- Uno o dos arrollamientos MT;
- Conexión en triángulo o en estrella arrollamiento MT;
- Régimen de neutro MT: limitación de intensidad mediante resistencia (conexión en estrella), reactancia en zig – zag o reactancia en zig – zag seriada con resistencia (conexión en triángulo)

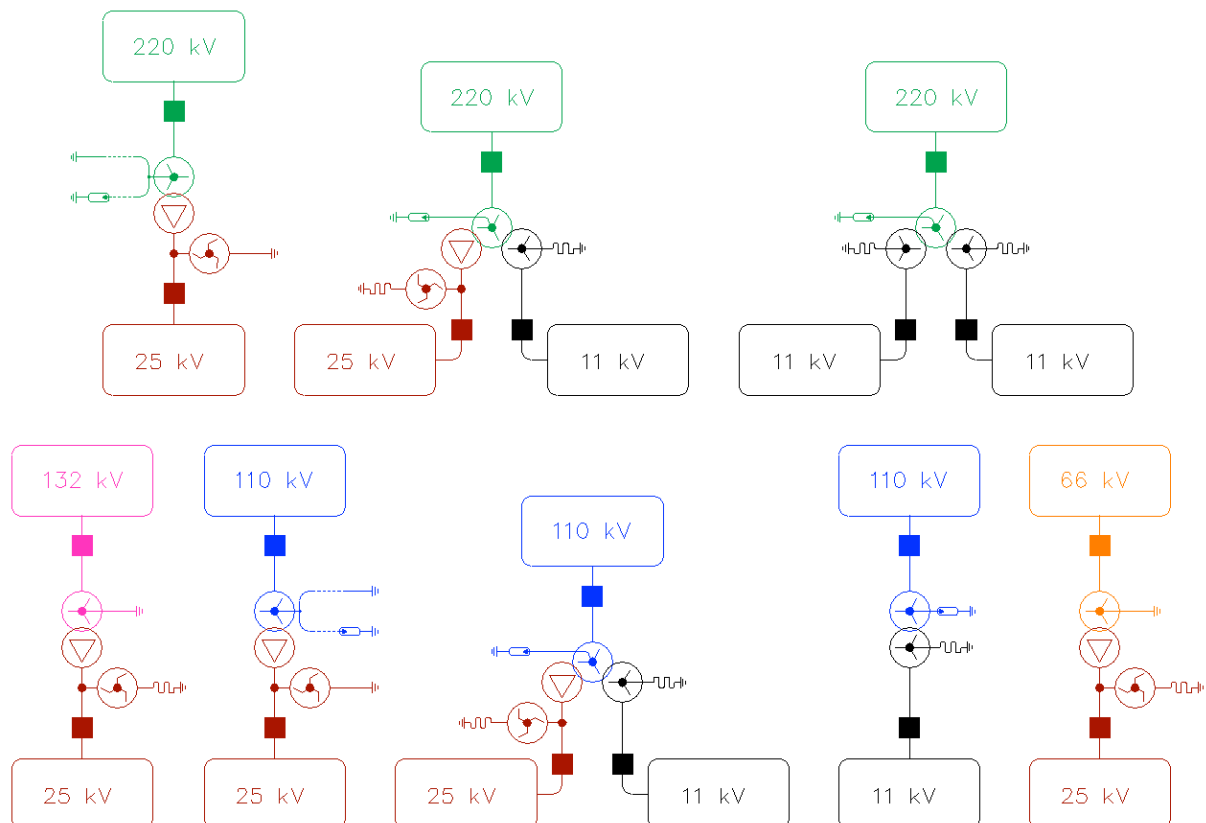


fig.2.12 Transformadores AT/MT y AT/MT₁/MT₂

Los giros angulares entre primario y secundario más habituales son:

- (π) Rad. con devanados MT en estrella;
- $\left(\frac{\pi}{6}\right)$ Rad. (de adelanto en MT respecto AT) con devanados MT en triángulo.

El régimen de neutro en arrollamiento AT (conexión rígida a tierra, conexión a tierra mediante autoválvula) viene determinado por el nivel de intensidad de cortocircuito monofásico en barras AT $(I_{cc,1\phi}^{AT})$ donde conecte el transformador; por norma general, si:

$$I_{cc,1\phi}^{AT} \geq 0,8 \cdot I_{cc,3\phi}^{AT}$$

siendo $(I_{cc,3\phi}^{AT})$ intensidad de cortocircuito trifásico en barras AT donde conecte el transformador, se opta por conexión a tierra mediante autoválvula.

Resulta práctica habitual en el Sector la puesta a tierra única de neutro MT en cabecera (SE), concretamente en el transformador alimentador. El resto de transformaciones asociadas a los circuitos subsidiarios (CCDD, Clientes MT, PRE) se explotan con neutro aislado de tierra en devanado MT.

2.2.3 Instalaciones expansoras

Excepcionalmente, si la explotación así lo requiere, el sistema MT puede equipar Centros de Reparto (CCRR) para multiplicar el número de circuitos subsidiarios de una SE.

Un CR suele alimentarse mediante circuitos exclusivos (con mayor capacidad de carga que los circuitos radiales convencionales), en un número comprendido entre 1 y 4, procedentes de 1 ó, excepcionalmente, 2 SSEE.

El número de circuitos radiales de salida en un CR siempre es inferior a 20. Véase ejemplo en fig. 2.13: CR, alimentado por 4 circuitos desde embarrados diferentes (y, por tanto, diferente transformador) de una SE.

2.3 Inventariado básico

Al objeto de concretar con mayor nivel de detalle el sistema objeto de estudio, se anotan a continuación los “grandes números” asociados al mismo, referidos, principalmente, al período de análisis.

2.3.1 Generación

La capacidad de producción eléctrica en Catalunya, durante el período de análisis [V], arrojó un total de 10517 MW instalados; un 17,2% del total respecto al estado español. Las proporciones vs. tecnología en plantas de producción se detallan en fig. 2.14.

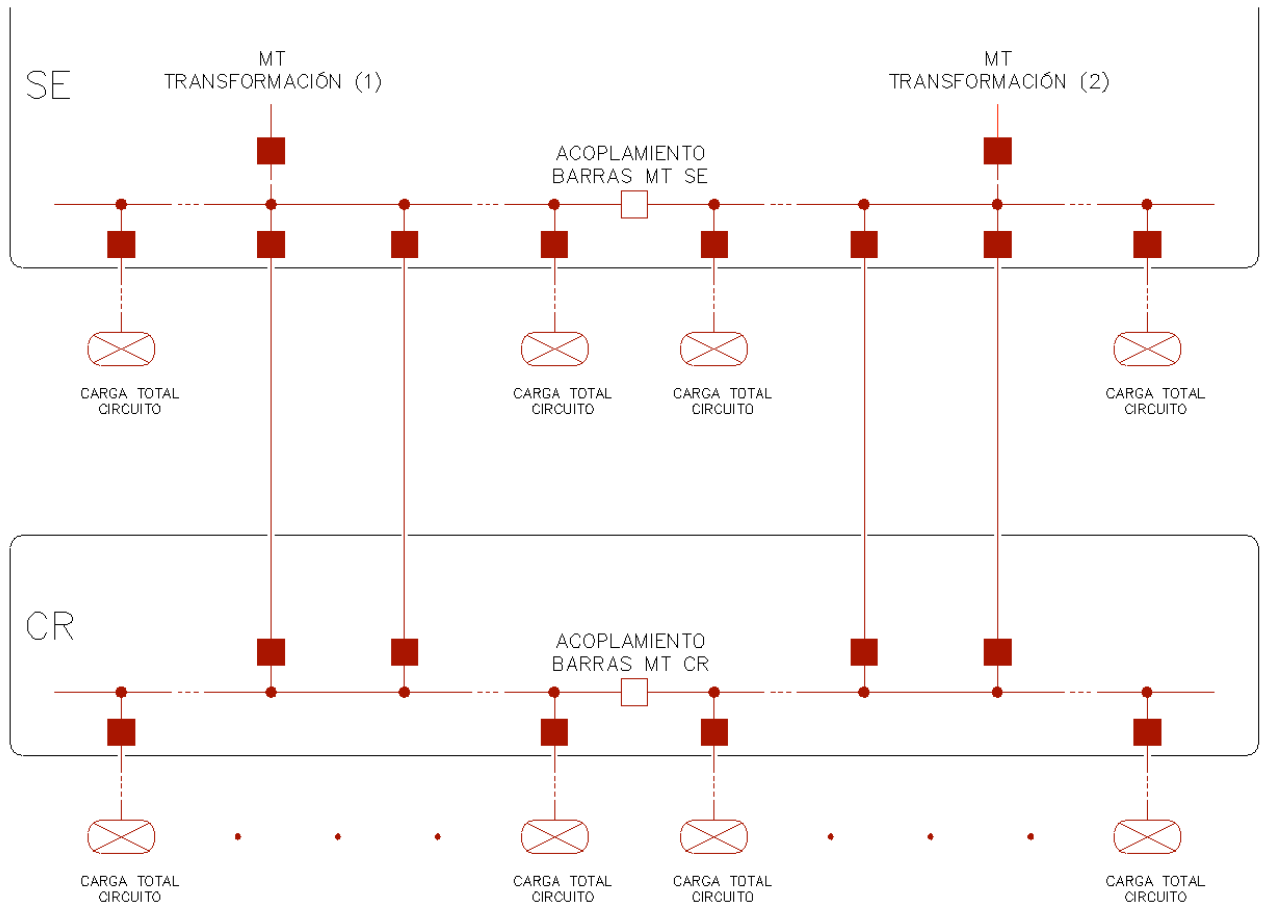


fig. 2.13 CR, alimentado por 4 circuitos desde 2 transformaciones AT/MT de SE

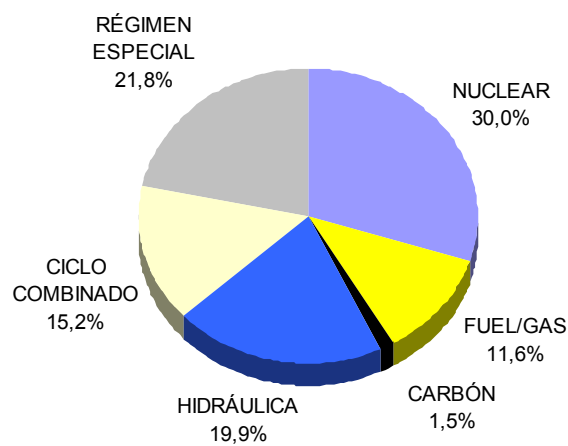


fig. 2.14 Desglose de producción eléctrica en Catalunya (2005) y proporción vs. tipo de planta

En producción hidráulica, el 74% corresponde a centrales convencionales y el 26% a centrales reversibles (con posibilidad de bombeo).

En régimen especial, el 77% corresponde a cogeneración (esto es, aprovechamiento energético de procesos industriales); el 14,1% a mini – centrales hidráulicas; el 4,1% a parques eólicos y el resto (4,8%) a otras aplicaciones diversas (p.e., explotaciones de purines).

2.3.2 Demanda

Catalunya participa entre el 15 y el 20% respecto a la energía eléctrica total consumida en el estado español. De hecho, en las estadísticas elaboradas [VI] durante mayo, 2005, el índice de participación supuso el 20,15%.

Constituyen características universales en la demanda eléctrica la sensibilidad presentada frente a:

- Hora del día (horario laboral / horario no laboral);
- Día de la semana (laborable / festivo);
- Actividades localizadas en puntos de medida;
- Estacionalidad (invierno - verano / primavera – otoño).

Tal dependencia se plasma en la curva de carga y su evolución temporal. A continuación [V] diversas curvas diarias de carga vs. estacionalidad (fig. 2.15, fig. 2.16, fig. 2.17) en Catalunya, un desglose vs. provincias con mayor detalle para Barcelona y cinturón metropolitano (fig. 2.18) y un perfil semanal de carga en Catalunya (fig. 2.19):

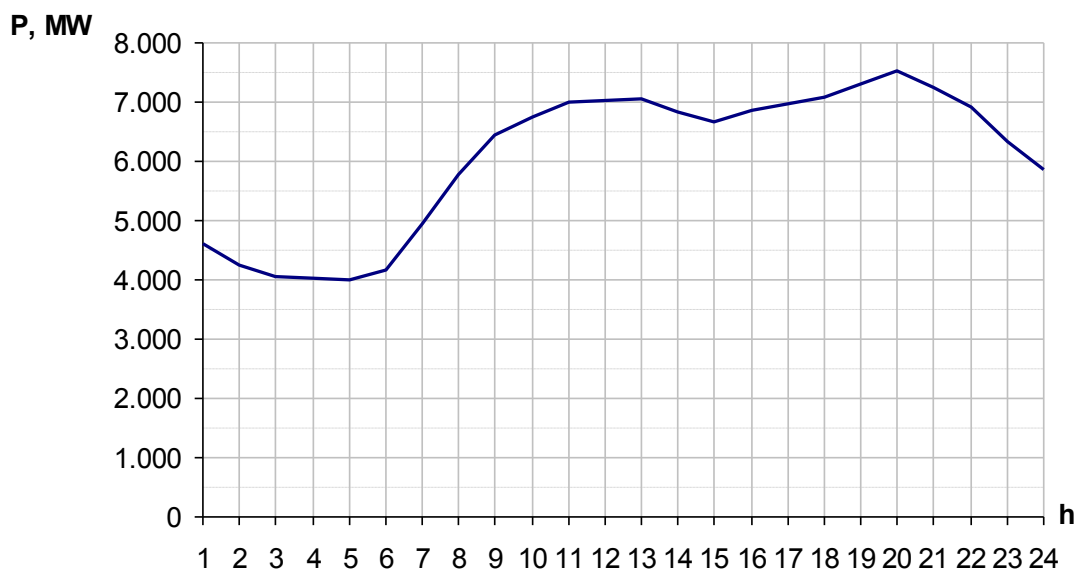


fig. 2.15 Curva diaria de carga (17/02/2003). Punta invernal. Máximo alcanzado a las 20h.