

- $5,9 \div 14,89\%$, según tipo cortocircuito, red 110 kV;
- $4,35 \div 8,66\%$, según tipo cortocircuito, red 132 kV;
- inferior al 1%, independiente a tipo cortocircuito, red 66 kV.

Observando fig. 2.1, se establece un razonamiento gráfico cualitativo: las redes AT de distribución mallada se constituyen, en gran parte, como redes subsidiarias (directa o indirectamente) de la red AT de transporte, merced a las transformaciones 400/110, 220/132, 220/110 y 220/66 kV. De hecho, la red AT de transporte constituye “el gran generador equivalente” para redes AT de distribución mallada.

- Por último, en distribución mallada AT destaca la red 110 kV por encima de las redes 132 y 66 kV. Obsérvese en Tabla 2.1 su extensión total, con más de 3700 km en circuitos, superando incluso a la red 400 kV.

Revisando Anexo IV “*Esquemas*”, se evidencian matices diferenciales entre redes 132, 110 y 66 kV:

La red 132 kV presenta dos únicas trazas bien diferenciadas e independientes entre sí:

- Eje Segrià – Noguera – Franja – Pallars Jussà – Alta Ribagorça (doble circuito, once instalaciones interconectadas);
- Eje Barcelonès – Vallès Oriental – Selva – Gironès y bifurcaciones Gironès – Alt Empordà, Gironès – Garrotxa – Ripollès – Osona (todos ellos, en doble o simple circuito, trece instalaciones interconectadas)

y la red 66 kV consta de cinco trazas muy cortas, conectadas a pocas instalaciones e independientes entre sí:

- Eje Baix Llobregat – Garraf (dos circuitos, dos instalaciones interconectadas);
- Eje Barcelonès (dos circuitos, tres instalaciones);
- Eje Vallès Occidental – Baix Llobregat (dos circuitos, cuatro instalaciones);
- Eje Segrià – Franja (dos circuitos, cuatro instalaciones);
- Eje Tarragonès (un circuito, tres instalaciones).

la red 110 kV comprende un mallado más extenso, complejo, con más instalaciones involucradas en cada eje y mayor dependencia entre ejes.

5.2.2 Porcentajes de afectación vs. dependencia sistema MT

Un mayor nivel de profundización permite relacionar red AT en cortocircuito, tipo de cortocircuito y porcentaje de afectación en sistema MT vs. red AT de la cual es subsidiario.

Resultará útil al objeto de establecer pautas de sensibilidad (o relación) entre *red AT con sistema MT subsidiario afectado* vs. *red AT en cortocircuito* y *tipo de cortocircuito*. Véase código cromático para interpretación diagramas subsiguientes en Tabla 5.2: se establece ahora un relacionante entre sistema MT y red AT del cual es subsidiario mediante transformación AT/MT.

Red AT alimentadora			
220 kV	132 kV	110 kV	66 kV

Tabla 5.2 Código cromático: red AT de la que es subsidiario el sistema MT afectado.

Las cifras porcentuales 0%, 50%, 90% indican ubicación cortocircuito simulado, respecto a longitud circuito (línea aérea, cable subterráneo, circuito mixto), manteniendo (obviamente) siempre un origen único de referencia para cada circuito.

5.2.2.1 Cortocircuitos en red 400 kV

Véanse fig. 5.2, fig. 5.3 y fig. 5.4:

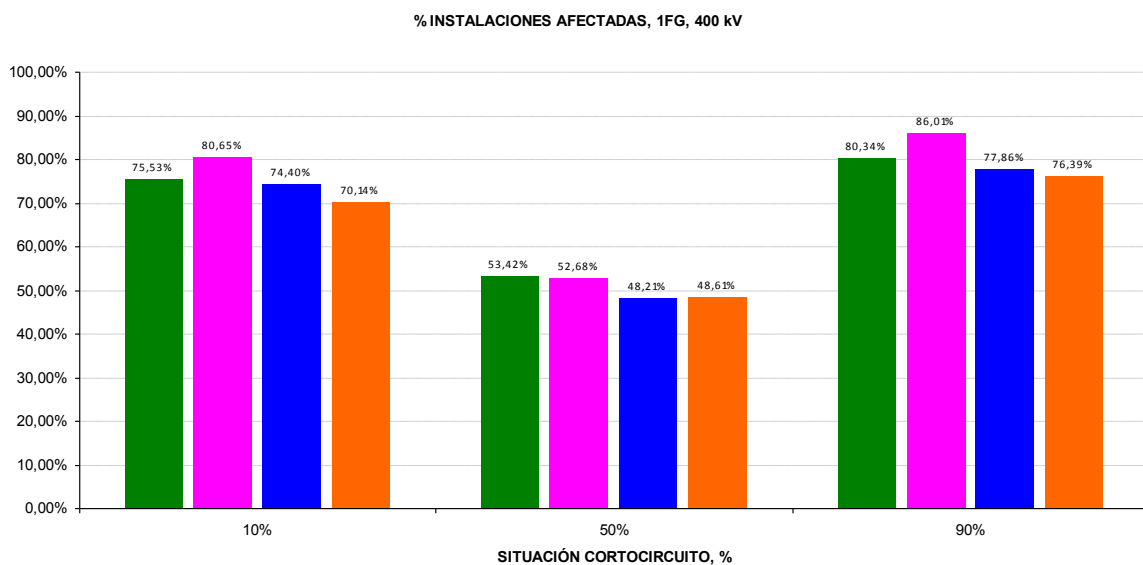


fig. 5.2 Cortocircuitos monofásicos, red 400 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

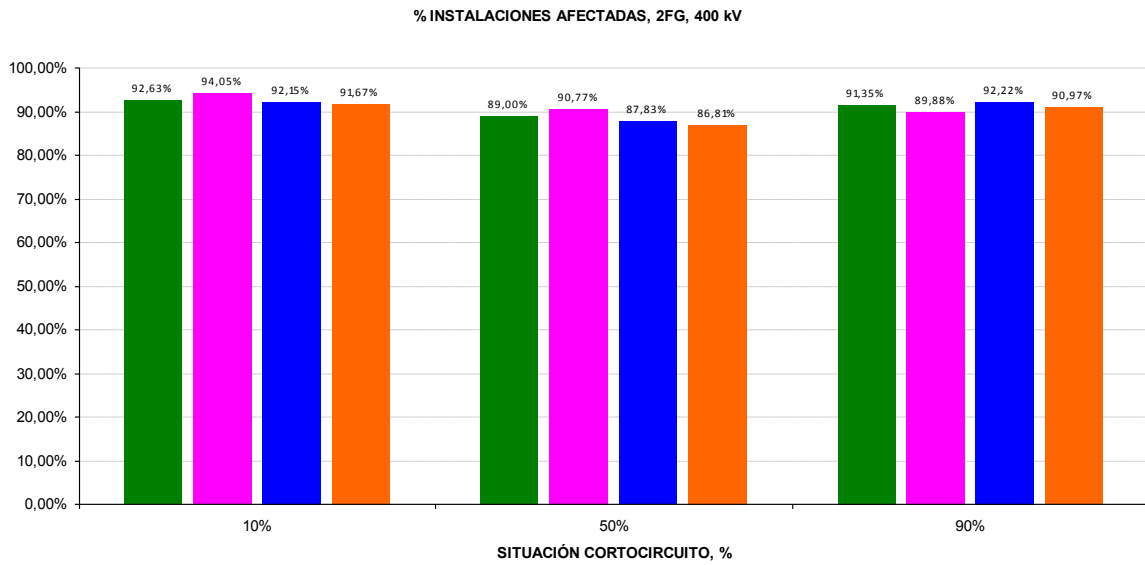


fig. 5.3 Cortocircuitos bifásicos a tierra, red 400 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

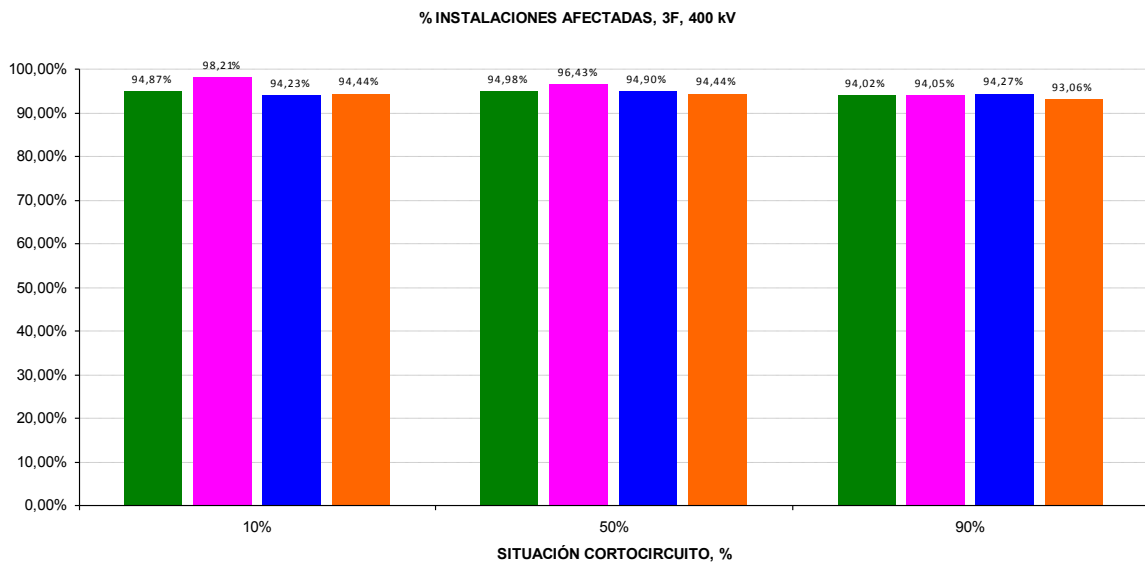


fig. 5.4 Cortocircuitos trifásicos, red 400 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

5.2.2.2 Cortocircuitos en red 220 kV

Véanse fig. 5.5, fig. 5.6 y fig. 5.7:

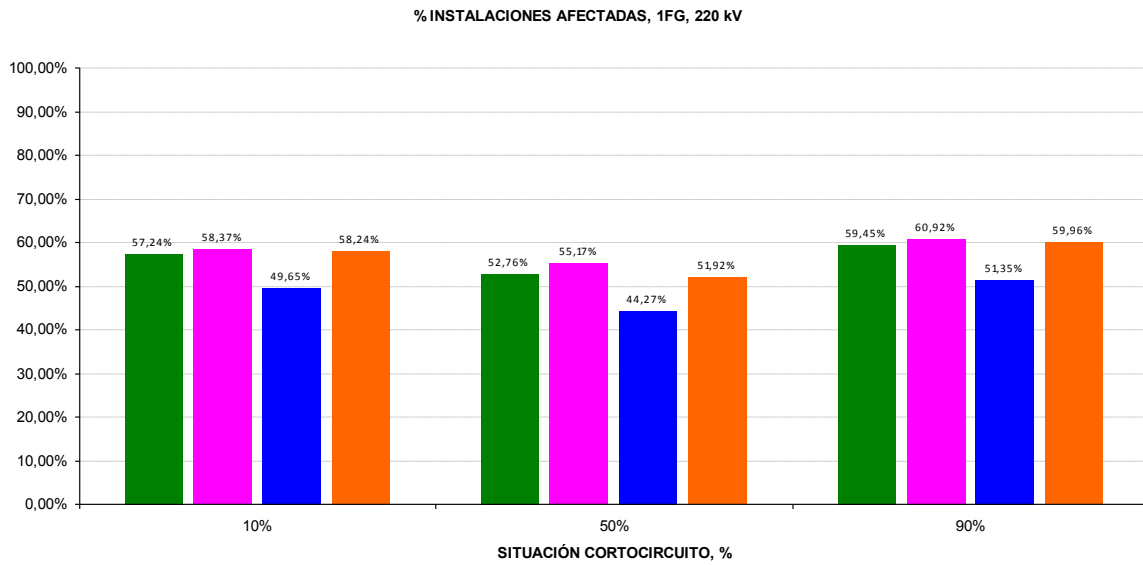


fig. 5.5 Cortocircuitos monofásicos, red 220 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

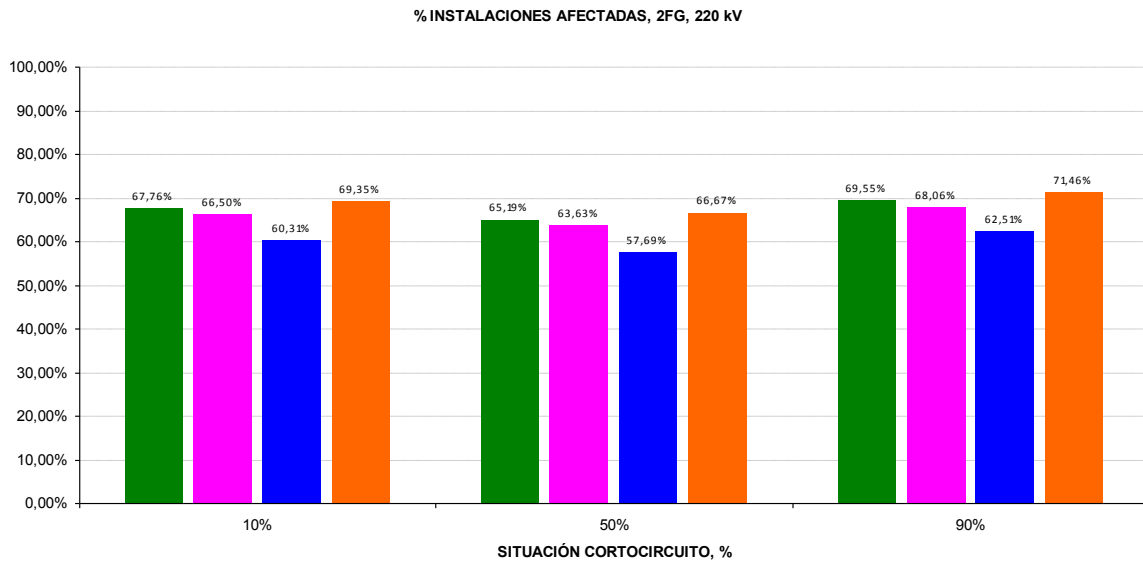


fig. 5.6 Cortocircuitos bifásicos a tierra, red 220 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

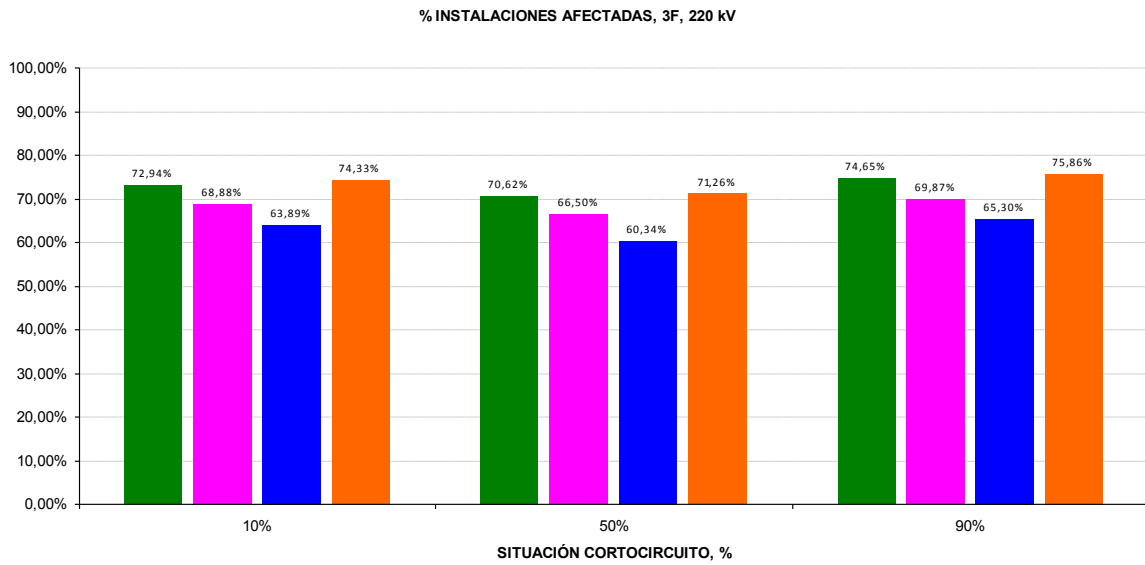


fig. 5.7 Cortocircuitos trifásicos, red 220 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

5.2.2.3 Cortocircuitos en red 132 kV

Véanse fig. 5.8, fig. 5.9 y fig. 5.10.

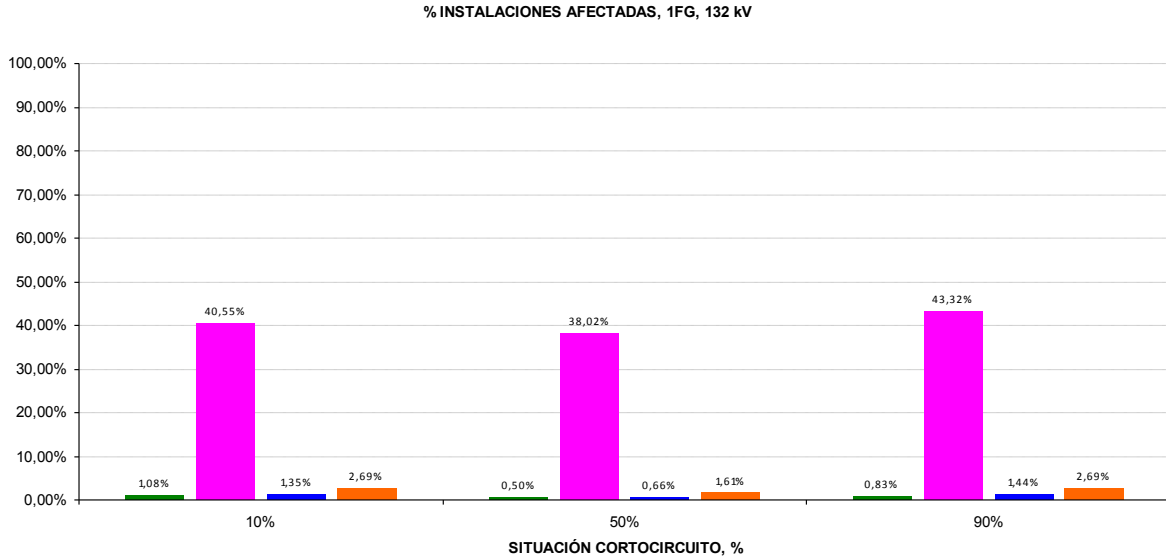


fig. 5.8 Cortocircuitos monofásicos, red 132 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

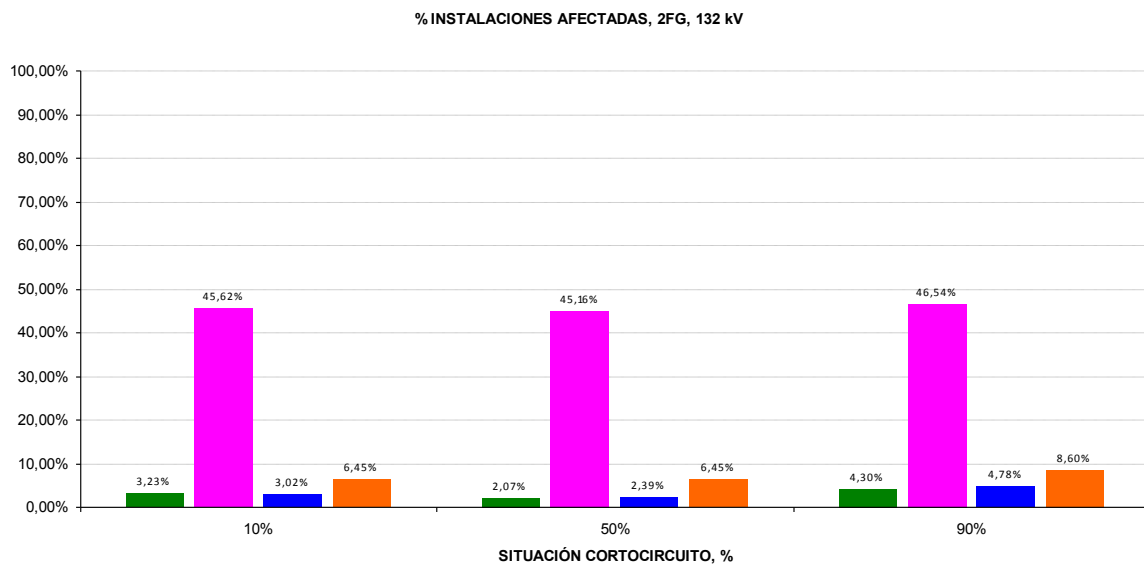


fig. 5.9 Cortocircuitos bifásicos a tierra, red 132 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

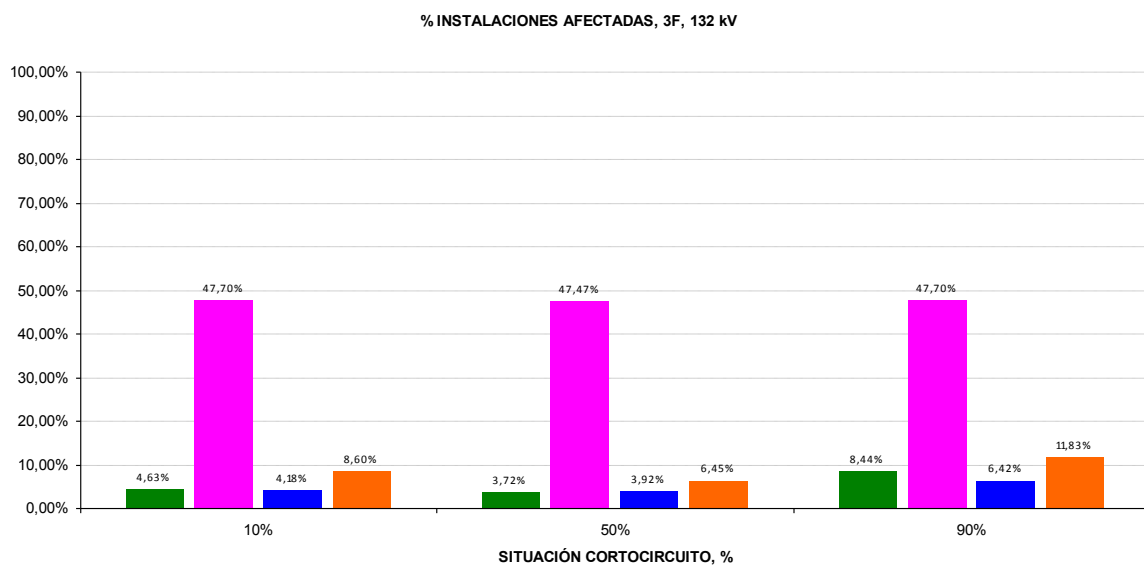


fig. 5.10 Cortocircuitos trifásicos, red 132 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

5.2.2.4 Cortocircuitos en red 110 kV

Véanse fig. 5.11, fig. 5.12 y fig. 5.13

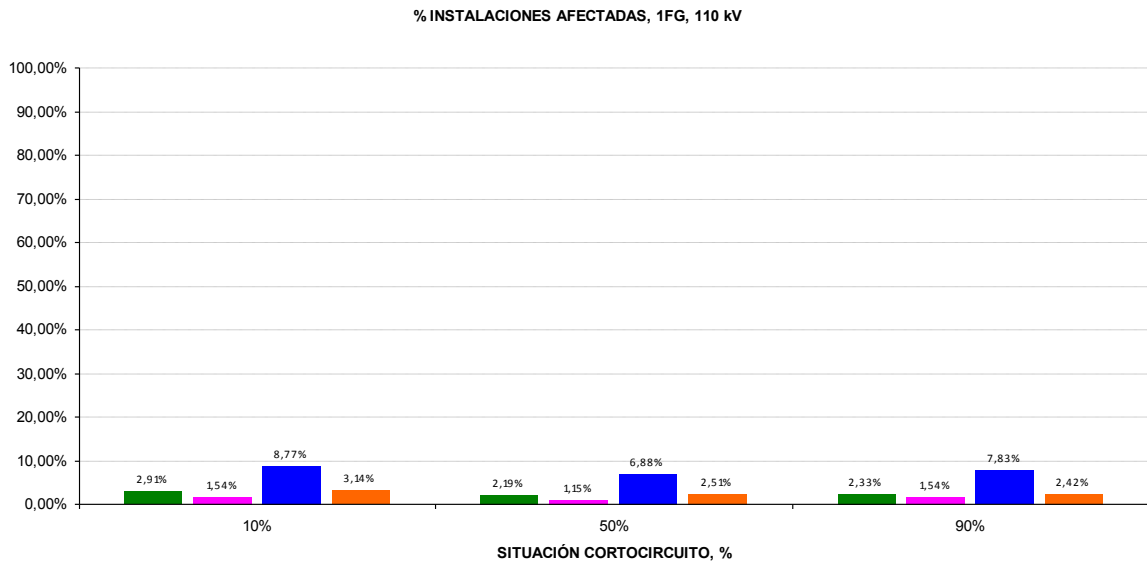


fig. 5.11 Cortocircuitos monofásicos, red 110 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

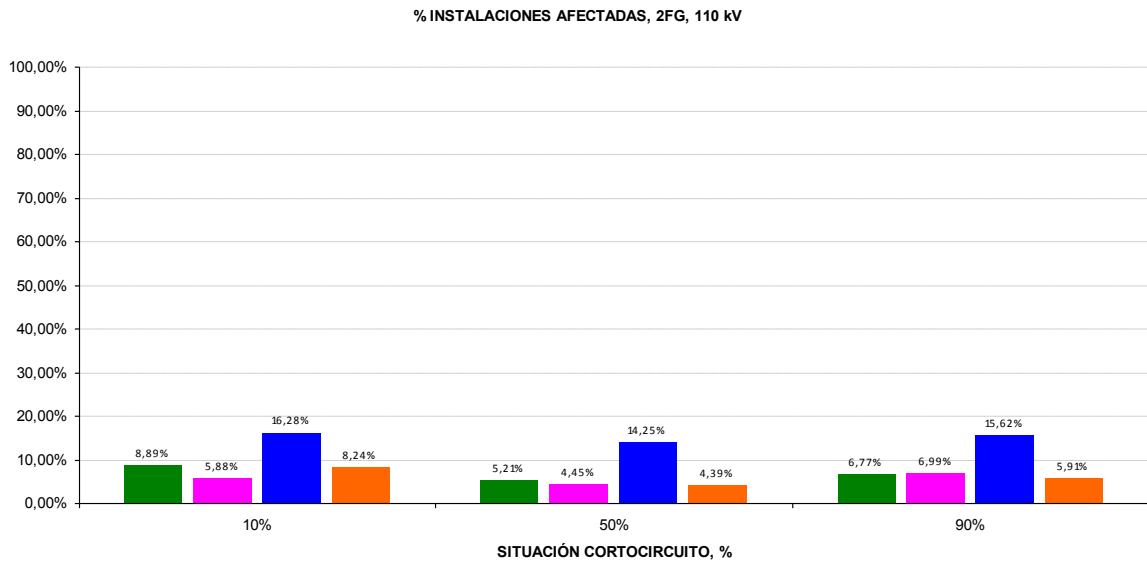


fig. 5.12 Cortocircuitos bifásicos a tierra, red 110 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

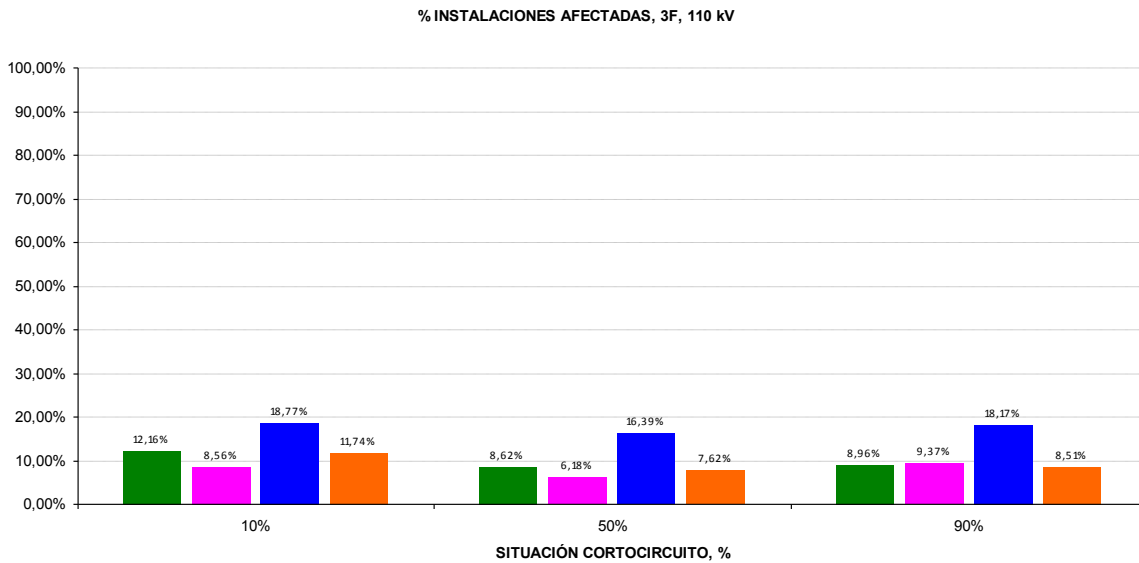


fig. 5.13 Cortocircuitos trifásicos, red 110 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

5.2.2.5 Cortocircuitos en red 66 kV

Véanse fig. 5.14, fig. 5.15 y fig. 5.16:

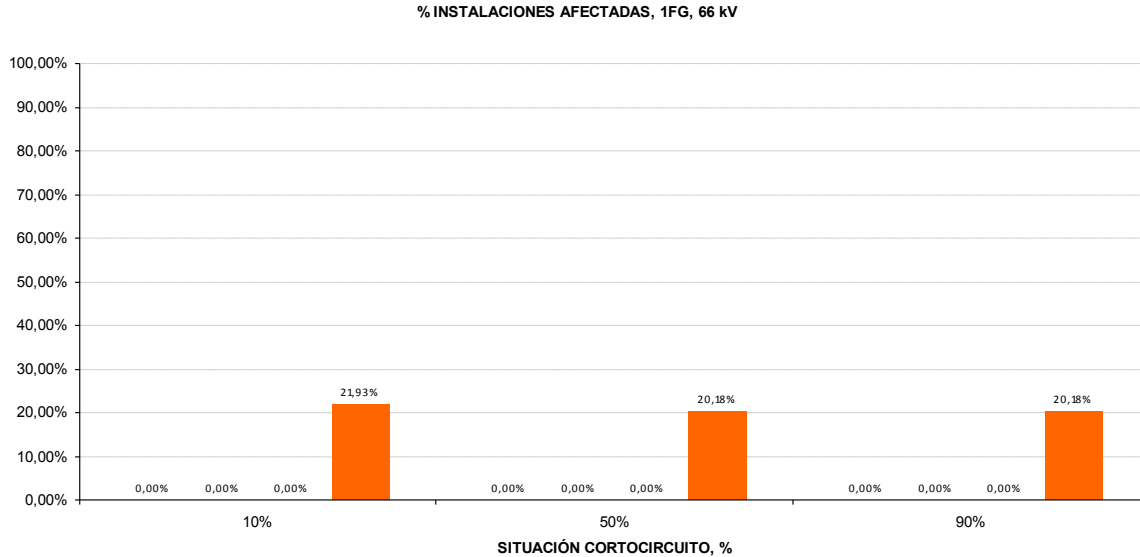


fig. 5.14 Cortocircuitos monofásicos, red 66 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

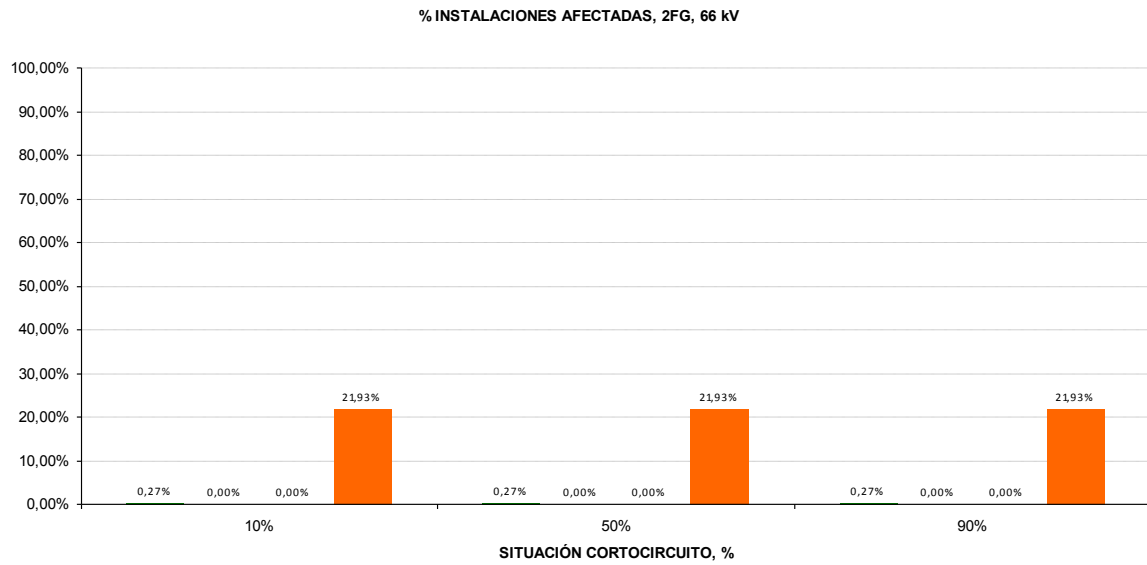


fig. 5.15 Cortocircuitos bifásicos a tierra, red 66 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

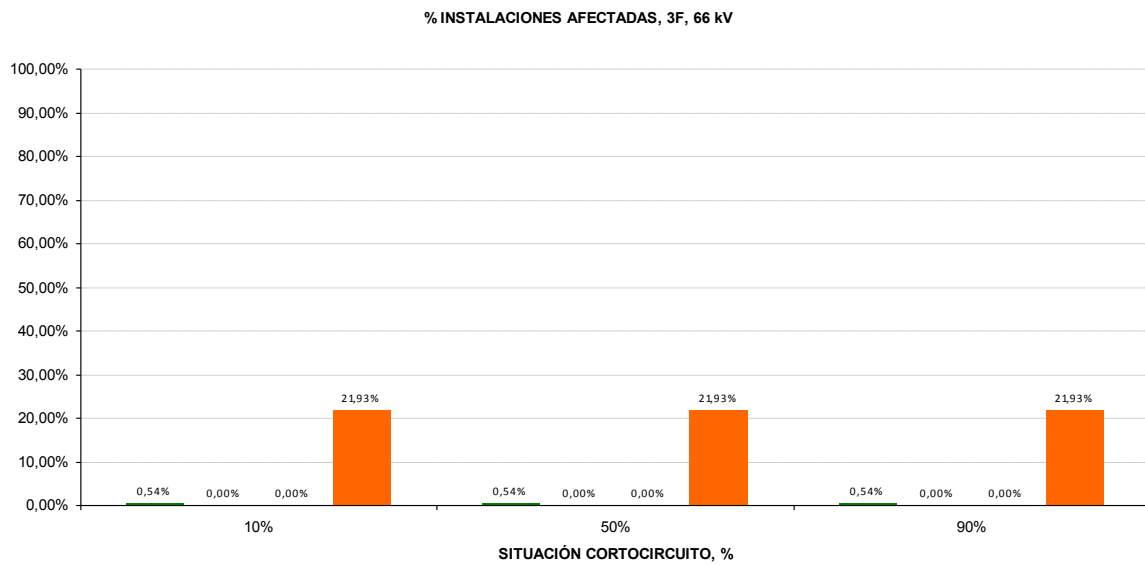


fig. 5.16 Cortocircuitos trifásicos, red 66 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito

5.2.2.6 Observaciones

- Cortocircuitos red 400 kV:
 - Monofásicos a tierra: notable diferencia en impacto (50 ÷ 77% instalaciones) vs. ubicación defecto: si éste se encuentra en los extremos del circuito ensayado, el impacto es mayor respecto a cuando éste se sitúa en mitad del circuito. Ello se explica merced a la longitud media (94,4 km, según se deduce por Tabla 2.1) en circuitos 400 kV, notablemente superior a la de otras redes;
 - Bifásicos a tierra y trifásicos: impacto más homogéneo e independiente vs. ubicación defecto, en consecuencia con fig. 5.1.
- Cortocircuitos red 220 kV:
 - Afectación en redes MT subsidiarias 110 kV inferior al resto: la “proximidad eléctrica” a red 400 kV (existencia de transformación 400/110 kV), sumada al régimen habitual de explotación neutro AT transformaciones 110 kV / MT, 110 kV / MT₁ / MT₂, normalmente no conectado a tierra (fig.2.12), explica tal particular.
- Cortocircuitos red 132 kV:
 - La afectación en redes MT subsidiarias 132 kV (“auto – afectación”) se sitúa entre el 38 y el 48%; resulta la única relevante, y se explica merced a la topología: presenta dos únicas trazas bien diferenciadas e independientes entre sí (tal y como se indicó en 5.2.1.1). La afectación en redes MT subsidiarias “ajenas” resulta reducida; la mayor entre éstas se sitúa en red MT subsidiaria de 66 kV, debido a la transformación 132/66 kV ubicada en Segrià.
- Cortocircuitos red 110 kV:
 - Respecto a redes 220 y 132 kV, disminuye notablemente la auto – afectación. La vasta extensión de red 110 kV, así como la transformación 400/110 kV y 220/110 kV en múltiples puntos marcan la diferencia;
 - La (a priori) inesperada afectación en red MT subsidiaria 220 kV se debe a “proximidad eléctrica” de la misma, dada la abundante transformación 220/110 kV.
- Cortocircuitos red 66 kV:
 - Prácticamente isótoma: independiente a tipo de cortocircuito y ubicación de éste, con afectaciones nulas (o prácticamente nulas) en tensiones compuestas MT subsidiarias redes 220, 132 y 110 kV. Auto – afectación (20 ÷ 22%), restringida a instalaciones propias de la traza.

5.2.3 Tipologías de hueco

Establecidas las afectaciones, cabe evaluar la gravedad de las mismas. Recordando sistemática establecida (4.1.2.2), se establecen tres tipos de hueco vs. tensiones compuestas MT afectadas:

- Monofásico (una tensión compuesta por debajo de 0,8 p.u.);
- Bifásico (dos tensiones compuestas por debajo de 0,8 p.u.);
- Trifásico (tres tensiones compuestas por debajo de 0,8 p.u.);

Y, para cada una de las tensiones compuestas afectadas, cuatro grados de profundidad:

- Grado 1 (G1): $0,8 > h_{XY} \geq 0,6$;
- Grado 2 (G2): $0,6 > h_{XY} \geq 0,4$;
- Grado 3 (G3): $0,4 > h_{XY} \geq 0,2$;
- Grado 4 (G4): $0,2 > h_{XY} \geq 0$

Siendo:

- $h_{XY} = 1 - |u_{XY,MT}| = 1 - |v_{X,MT} - v_{Y,MT}|$;
- $v_{X,MT}$: tensión simple, fase (X), originada por cortocircuito en red AT;
- $v_{Y,MT}$: tensión simple, fase (Y), originada por cortocircuito en red AT.

Se establecen a continuación las pautas para evaluar tipologías de hueco.

- Asúmase un cortocircuito (1FG, 2FG, 3F) concreto, en una de las tres ubicaciones establecidas (10%, 50%, 90% del recorrido), producido en una red AT (400, 220, 132, 110, 66 kV) determinada;
- Dicho cortocircuito puede provocar (o no) afectación en sistemas MT subsidiarios de redes AT (220, 132, 110, 66 kV);
- Caso de producirse afectación, se responden dos cuestiones:
 - Tipo de hueco y gravedad del mismo;
 - Porcentaje que dicho tipo de hueco supone, respecto a la afectación total, en cada uno de los sistemas MT subsidiarios.

Valga fig. 5.17 como ejemplo interpretativo: obsérvese su perfil, típico de un *espectro de afectación*.

Dado un cortocircuito monofásico en red 400 kV, ubicado al 10% del recorrido, se deduce, entre las instalaciones afectadas pertenecientes a la red MT subsidiaria de 220 kV, que:

- Un 80% padece hueco monofásico, G1;
- Un 11% padece hueco monofásico, G2;
- Un 9% padece hueco bifásico, G1G1.

Análogamente, para un cortocircuito monofásico en red 400 kV, ubicado al 90% del recorrido, entre las instalaciones afectadas pertenecientes a la red MT subsidiaria de 132 kV:

- Un 83% padece hueco monofásico, G1;
- Un 17% padece hueco monofásico, G2.

Se obtiene así un “espectro relativo de afectación”.

Las pautas de evaluación se realizan para todo tipo de cortocircuito, para todas las redes AT y para todos los sistemas MT subsidiarios.

5.2.3.1 Cortocircuitos en red 400 kV

Véanse fig. 5.17, fig. 5.18 y fig. 5.19

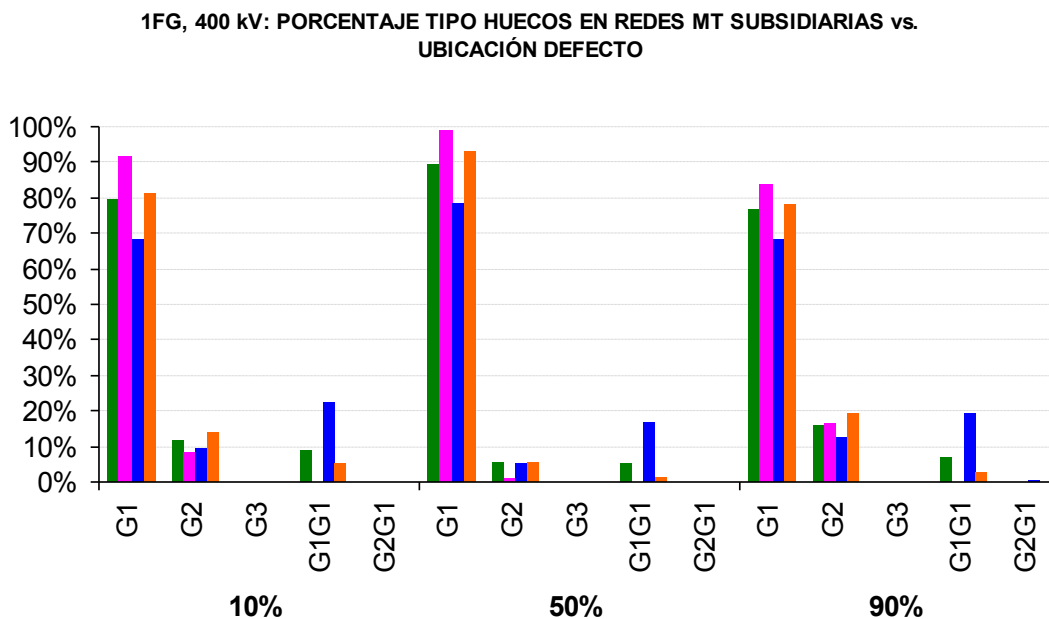


fig. 5.17 Espectro relativo afectación, cortocircuito 1FG, red 400 kV

2FG, 400 kV: PORCENTAJE TIPO HUECOS EN REDES MT SUBSIDIARIAS vs. UBICACIÓN DEFECTO

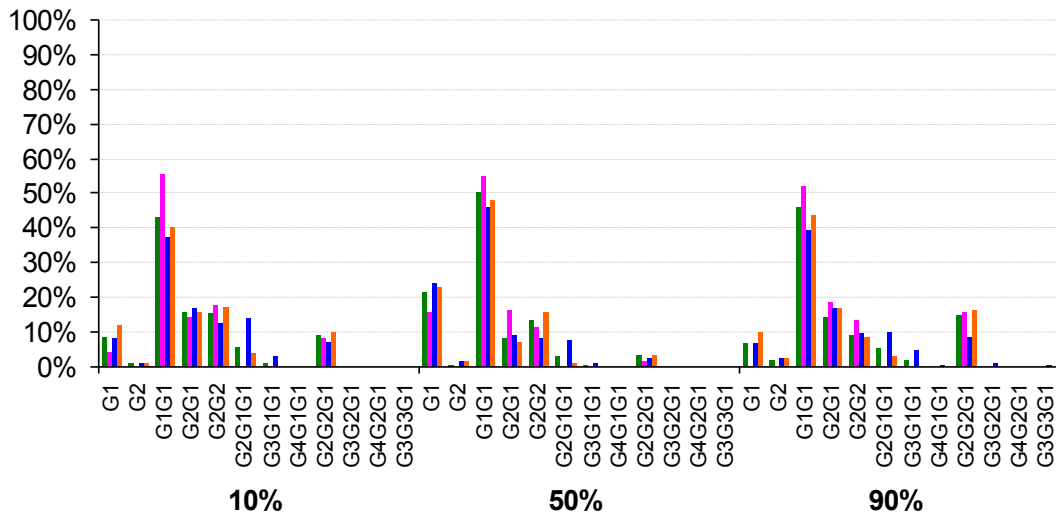


fig. 5.18 Espectro relativo afectación, cortocircuito 2FG, red 400 kV

3F, 400 kV: PORCENTAJE TIPO HUECOS EN REDES MT SUBSIDIARIAS vs. UBICACIÓN DEFECTO

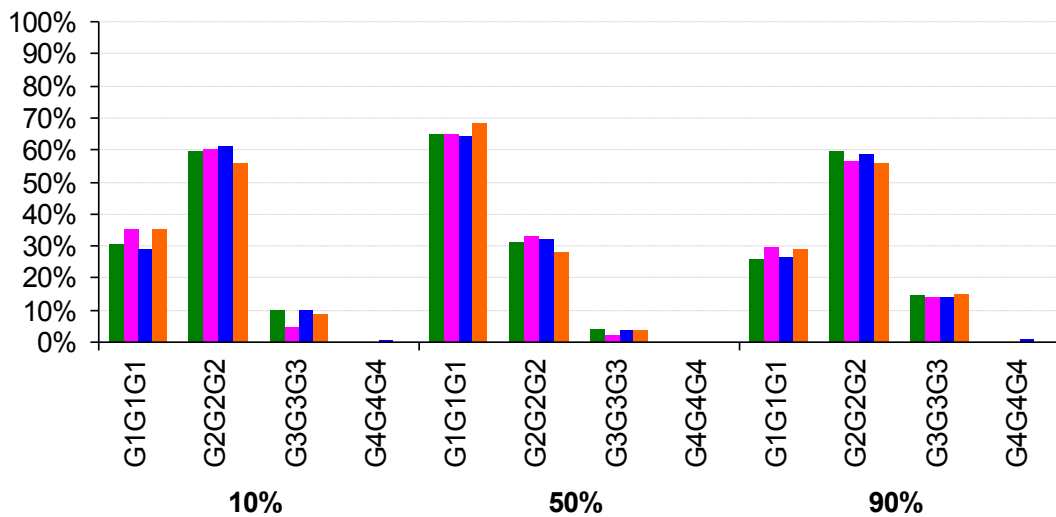


fig. 5.19 Espectro relativo afectación, cortocircuito 3F, red 400 kV

5.2.3.2 Cortocircuitos en red 220 kV

Véanse fig. 5.20, fig. 5.21 y fig. 5.22

1FG, 220 kV: PORCENTAJE TIPO HUECOS EN REDES MT SUBSIDIARIAS vs. UBICACIÓN DEFECTO

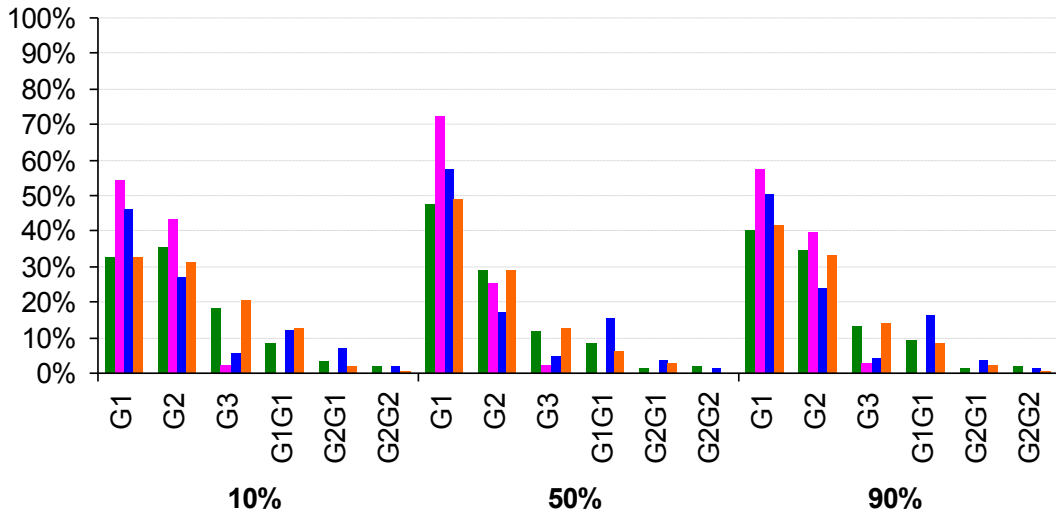


fig. 5.20 Espectro relativo afectación, cortocircuito 1FG, red 220 kV

2FG, 220 kV: PORCENTAJE TIPO HUECOS EN REDES MT SUBSIDIARIAS vs. UBICACIÓN DEFECTO

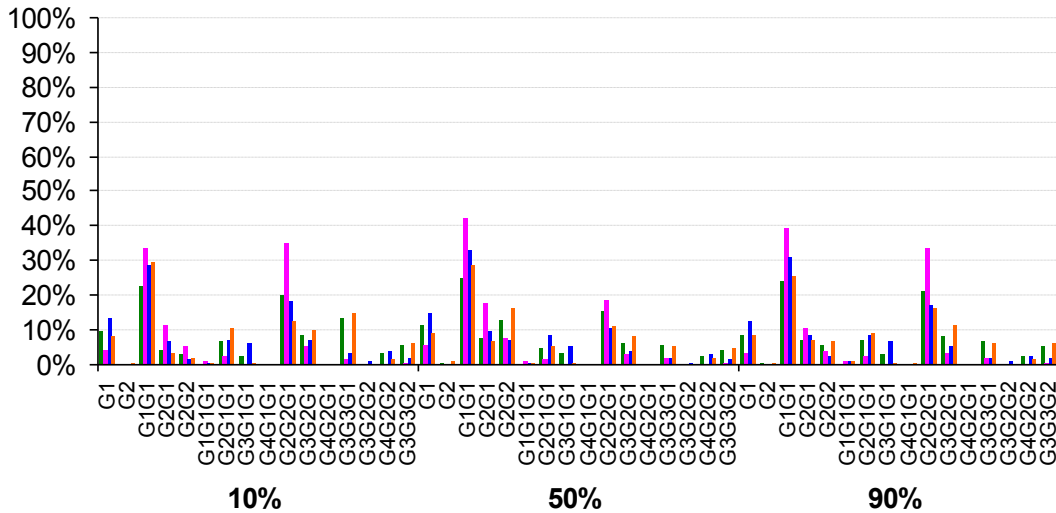


fig. 5.21 Espectro relativo afectación, cortocircuito 2FG, red 220 kV

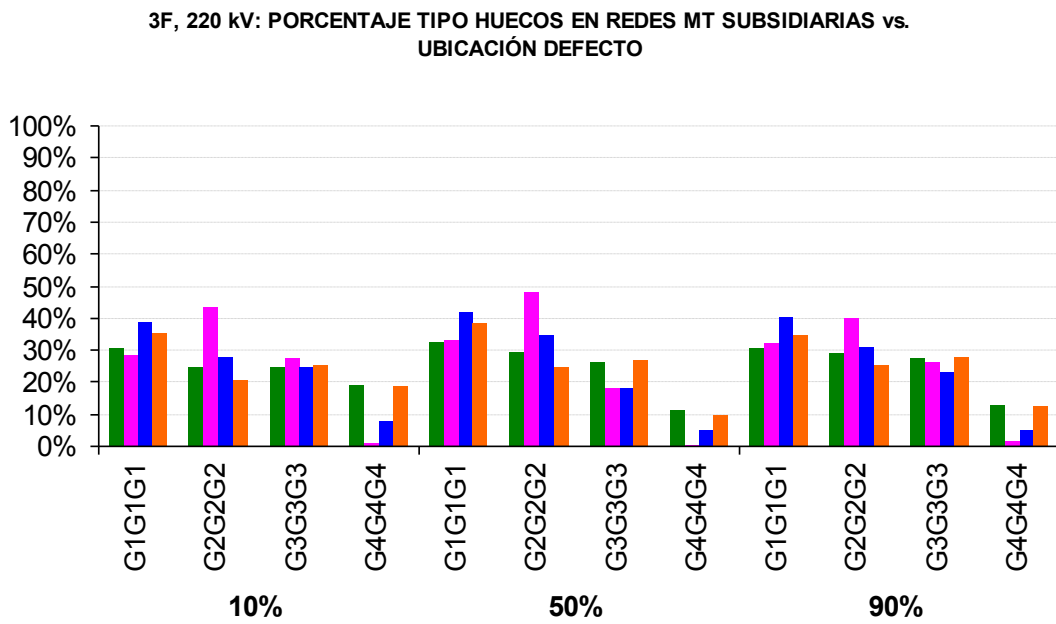


fig. 5.22 Espectro relativo afectación, cortocircuito 3F, red 220 kV

5.2.3.3 Cortocircuitos en red 132 kV

Véase fig. 5.23, fig. 5.24 y fig. 5.25

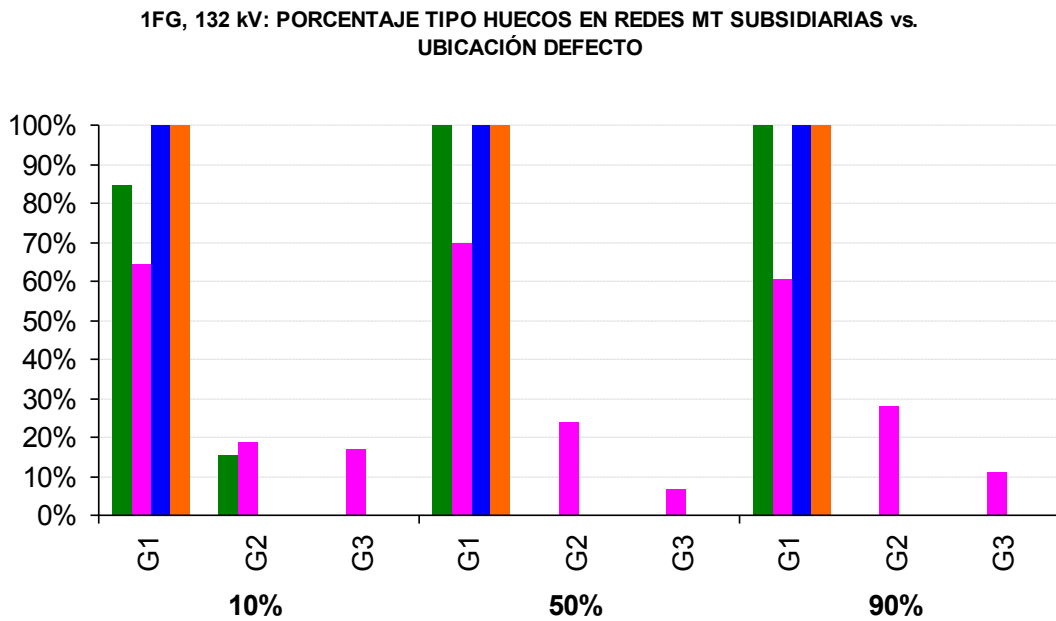


fig. 5.23 Espectro relativo afectación, cortocircuito 1FG, red 132 kV

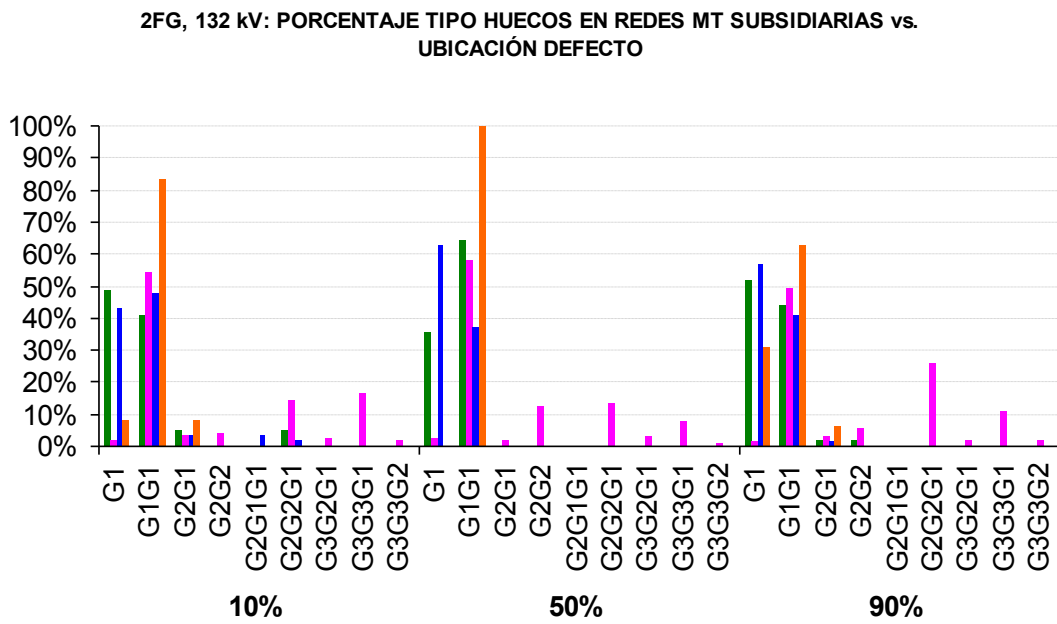


fig. 5.24 Espectro relativo afectación, cortocircuito 2FG, red 132 kV

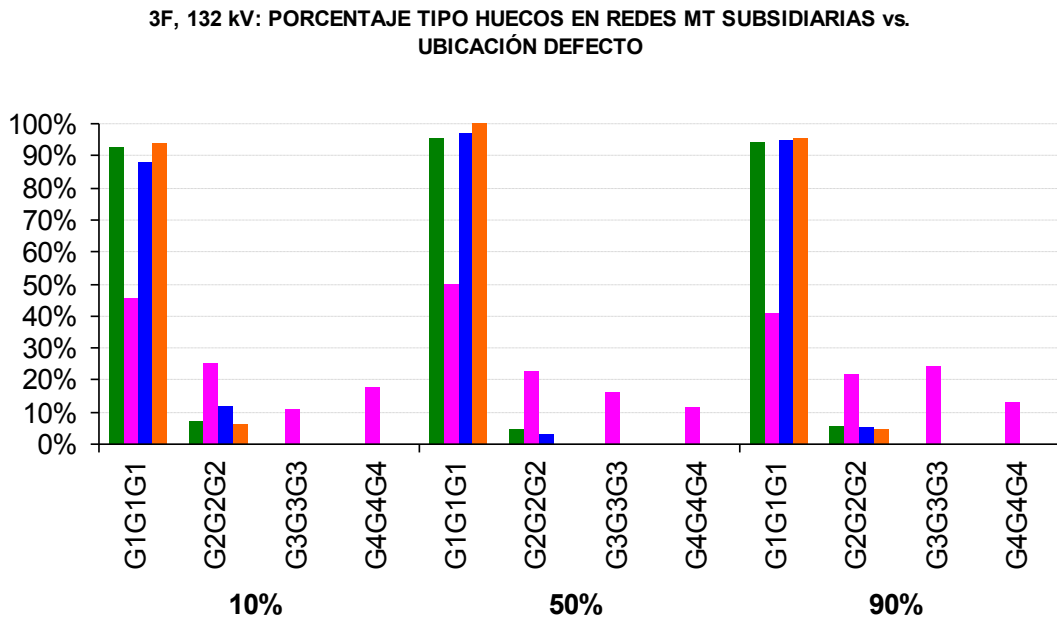


fig. 5.25 Espectro relativo afectación, cortocircuito 3F, red 132 kV

5.2.3.4 Cortocircuitos en red 110 kV

Véase fig. 5.26, fig. 5.27 y fig. 5.28

1FG, 110 kV: PORCENTAJE TIPO HUECOS EN REDES MT SUBSIDIARIAS vs. UBICACIÓN DEFECTO

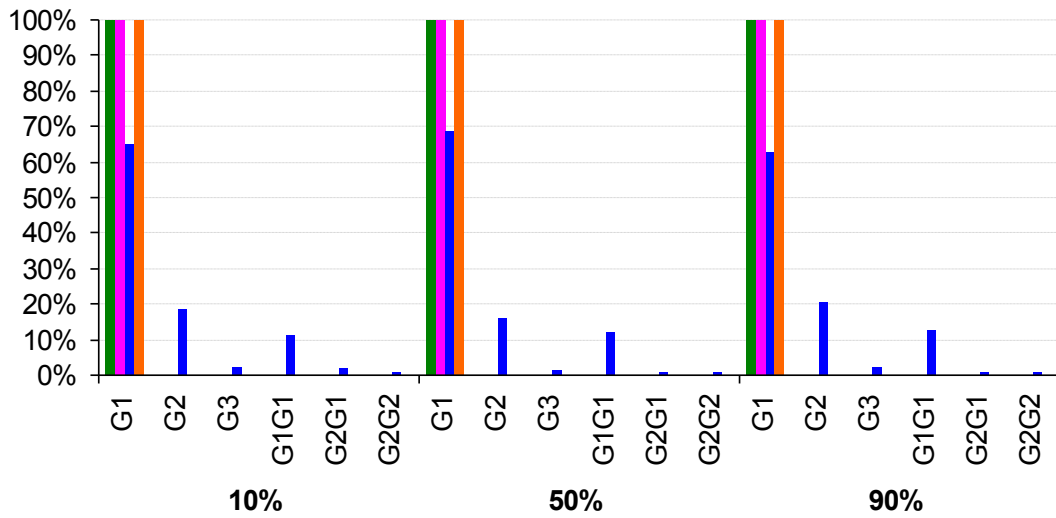


fig. 5.26 Espectro relativo afectación, cortocircuito 1FG, red 110 kV

2FG, 110 kV: PORCENTAJE TIPO HUECOS EN REDES MT SUBSIDIARIAS vs. UBICACIÓN DEFECTO

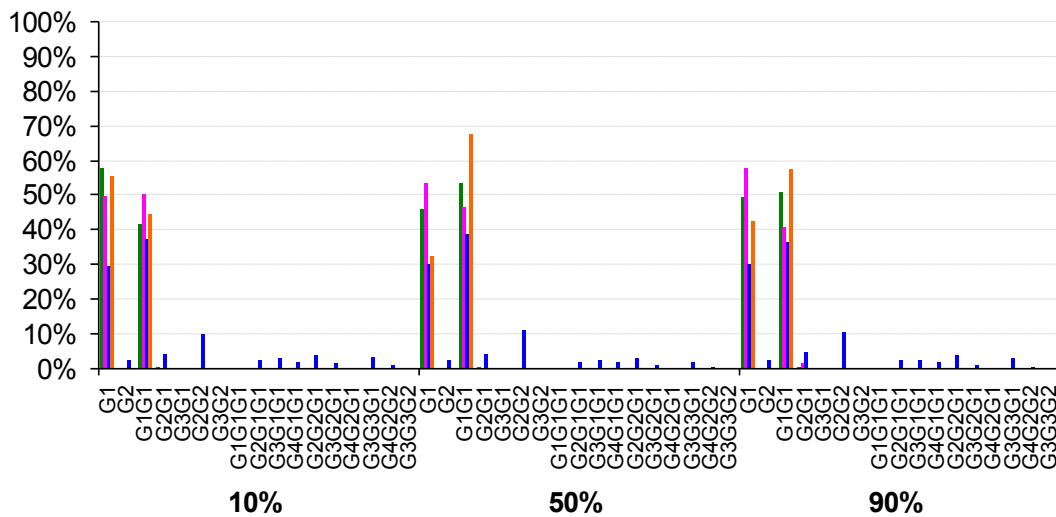


fig. 5.27 Espectro relativo afectación, cortocircuito 2FG, red 110 kV

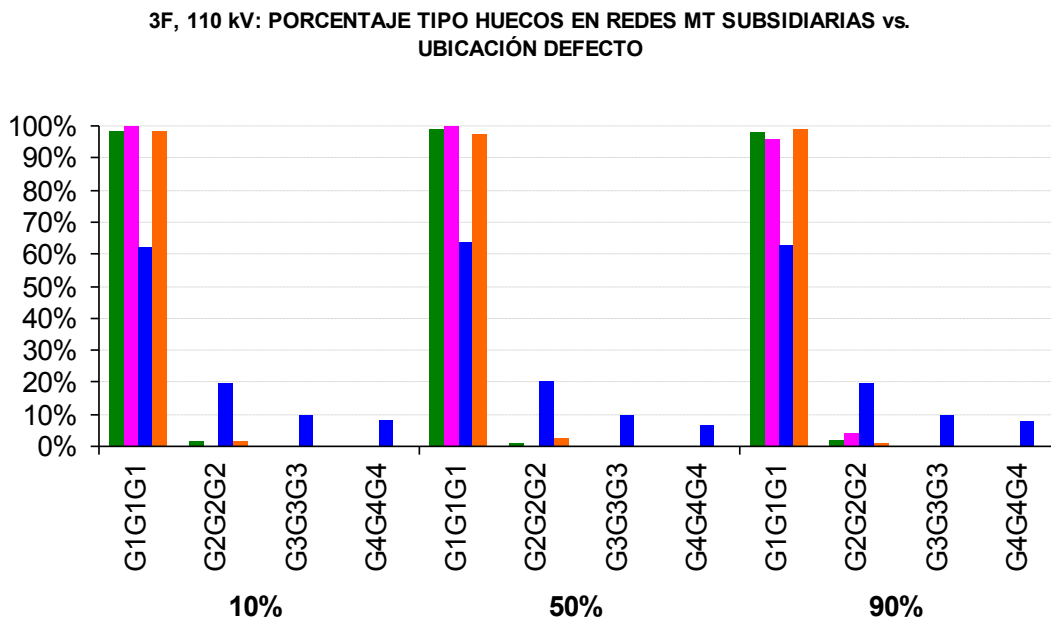


fig. 5.28 Espectro relativo afectación, cortocircuito 3F, red 110 kV

5.2.3.5 Cortocircuitos en red 66 kV

Véase fig. 5.29, fig. 5.30 y fig. 5.31

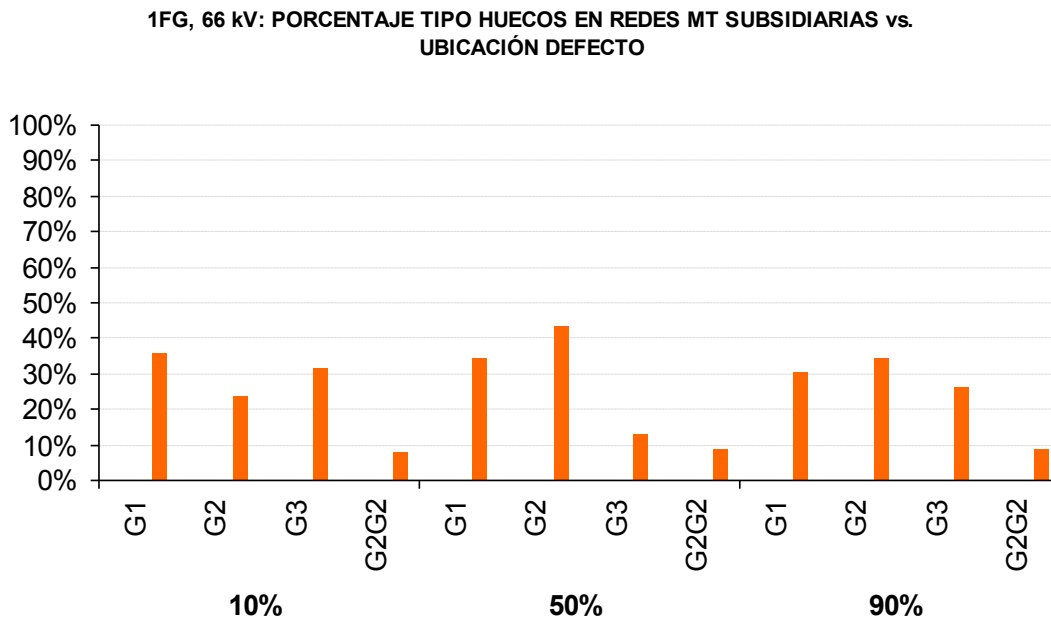


fig. 5.29 Espectro relativo afectación, cortocircuito 1FG, red 66 kV

2FG, 66 kV: PORCENTAJE TIPO HUECOS EN REDES MT SUBSIDIARIAS vs. UBICACIÓN DEFECTO

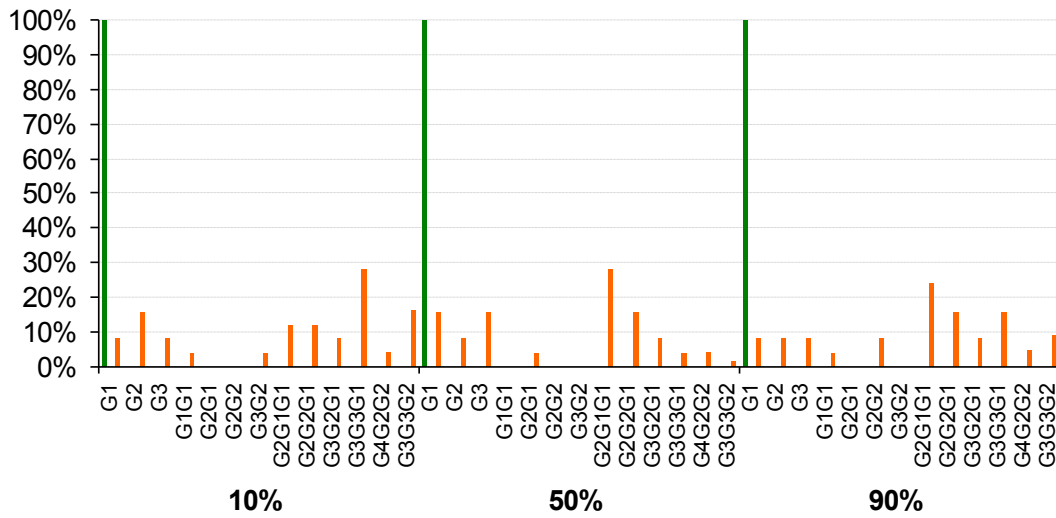


fig. 5.30 Espectro relativo afectación, cortocircuito 2FG, red 66 kV

3F, 66 kV: PORCENTAJE TIPO HUECOS EN REDES MT SUBSIDIARIAS vs. UBICACIÓN DEFECTO

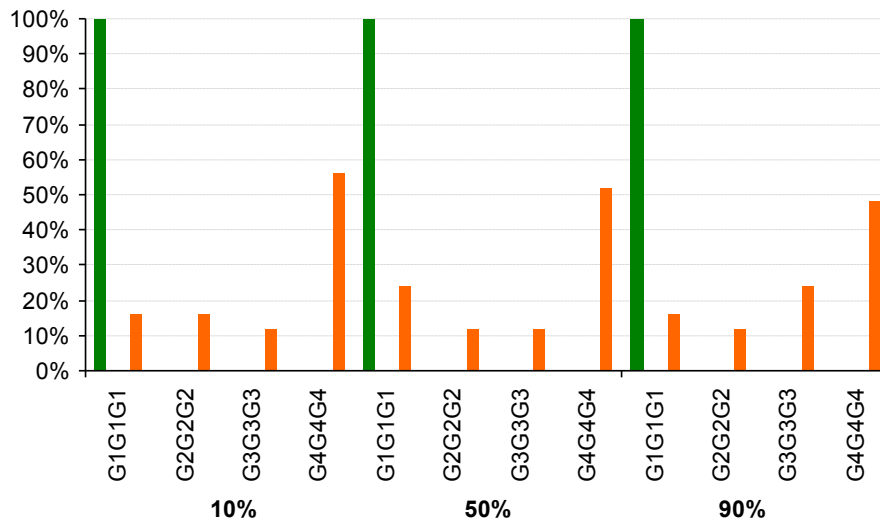


fig. 5.31 Espectro relativo afectación, cortocircuito 3F, red 66 kV

5.2.3.6 Observaciones

- Generales:
 - Los cortocircuitos monofásicos generan huecos monofásicos y bifásicos;
 - Los cortocircuitos bifásicos a tierra generan huecos monofásicos, bifásicos y trifásicos;
 - Los cortocircuitos trifásicos generan, exclusivamente, huecos trifásicos.

Si bien en una primera inspección puede resultar inesperado, recuérdese que se evalúan huecos en tensiones compuestas MT ante cortocircuitos francos (ceros absolutos) en una, dos y tres tensiones simples AT, con toda una red mallada en AT y con múltiples transformaciones. Asimismo (4.1.1), los transformadores AT/MT presentes en el escenario se caracterizan por neutralizar el tránsito de secuencia (0) desde AT hacia MT.

En los párrafos siguientes, descriptivos de los espectros relativos de afectación, se evalúan los valores (P) en ordenadas según:

- ALTO: $P \geq 66\%$
- MEDIO: $66\% > P \geq 33\%$
- BAJO: $33\% > P$

Observación: es obligatorio recordar que un valor alto en (P) no implica una afectación generalizada en un sistema MT concreto. En efecto, véase fig. 5.31: el hueco G1G1G1 arroja un valor $P = 100$, para todos los cortocircuitos, en sistema MT subsidiario de red 220 kV. *Ello no implica que todas las instalaciones de dicho perfil sufran hueco; implica que, en todas las instalaciones de dicho perfil que padecen hueco, ante defectos en red 66 kV, éste es G1G1G1.* La afectación en las instalaciones se analizó en 5.2.2.

- Cortocircuitos en red 400 kV
 - Monofásicos a tierra: predomina hueco monofásico (G1 alto, G2 bajo). Hueco bifásico (G1G1, bajo) con mayor presencia en sistema MT subsidiario 110 kV.
 - Bifásicos a tierra: predomina hueco bifásico (G1G1 medio, G2G1 y G2G2 bajos). Presencia de hueco monofásico (G1 bajo) para faltas en mitad de circuitos y de hueco trifásico G2G1G1 (bajo) sobre todo en sistema MT subsidiario 110 kV y G2G2G1 (bajo), para faltas en extremos de circuitos.
 - Trifásicos: predomina hueco trifásico G2G2G2 (medio - bajo) para faltas en extremos y hueco trifásico G1G1G1 (alto) para faltas en mitad. Presencia de huecos G3G3G3 (bajo) para faltas en extremos. Gravedad de los huecos prácticamente uniforme en todas MMTT subsidiarias.

- Cortocircuitos en red 220 kV
 - Monofásicos a tierra: predomina hueco monofásico (G1 y G2 medio, G3 bajo para faltas en extremos; G1 alto, G2 medio - bajo, G3 bajo para faltas en mitad). Presencia de huecos bifásicos, destacando G1G1 (bajo).
 - Bifásicos a tierra: predomina hueco bifásico (G1G1, medio – bajo) y trifásico (G2G2G1, medio – bajo) para faltas en extremos. Para faltas en mitad, predomina el hueco bifásico (G1G1 medio, G2G1 bajo, G2G2 bajo) sobre el trifásico (G2G2G1, medio).
 - Trifásicos: presenta todas las variedades de hueco trifásico posibles, sin distancias notables entre las mismas. De mayor a menor presencia, G2G2G2 (medio), G1G1G1 (medio), G3G3G4 (medio – bajo) y G4G4G4 (bajo).

- Cortocircuitos en red 132 kV

Se observa el fenómeno de auto - afectación mencionado en (5.2.2.6): los huecos de mayor severidad tienen lugar en sistema MT subsidiario 132 kV.

- Monofásicos a tierra: predominan huecos monofásicos G1 (alto, medio), quedando los G2 (bajo) y G3 (bajo) circunscritos a sistema MT propio. Huecos G2 (bajo) en sistema MT subsidiario de 220 kV: transformación 220/132 kV.
 - Bifásicos: predominan hueco bifásico G1G1 (medio – alto, muy notable en sistema MT subsidiario de 66 kV, por transformación 132/66 kV) y hueco monofásico G1 (medio), éste último en sistemas MT “ajenos” (subsidiarios de 220 y 110 kV, por transformación 220/132 kV y 220/110 kV con nudo 220 kV común). La auto afectación presenta huecos trifásicos G2G2G1 (bajo) y G3G3G1 (bajo).
 - Trifásicos: predomina hueco trifásico G1G1G1 (alto) en sistemas MT ajenos. La auto afectación da lugar a hueco trifásico G1G1G1 (medio) y el resto de huecos trifásicos, todos ellos de valor bajo.
- Cortocircuitos en red 110 kV

Auto – afectación: los huecos de mayor severidad tienen lugar en sistema MT subsidiario 110 kV.

- Monofásicos a tierra: predominan huecos monofásicos G1 (alto), quedando los G2 (bajo) y bifásicos G1G1 (bajo) circunscritos a sistema MT propio.
- Bifásicos: predominan hueco bifásico G1G1 (medio) y hueco monofásico G1 (alto en redes MT subsidiarias ajenas, medio en red MT subsidiaria propia). La auto - afectación presenta hueco bifásico G2G2 (bajo).
- Trifásicos: al igual que en red 132 kV, predomina hueco trifásico G1G1G1 (alto) en sistemas MT ajenos. La auto afectación da lugar a hueco trifásico G1G1G1 (medio) y el resto de huecos trifásicos, todos ellos de valor bajo.

- Cortocircuitos en red 66 kV
 - Monofásicos: auto afectación total, sin influencia alguna en sistemas MT ajenos. Coexisten huecos monofásicos G1 (medio), G2 (medio – bajo) y G3 (bajo). Presencia de huecos bifásicos G2G2 (bajo).
 - Bifásicos a tierra: hueco monofásico G1 (alto) en sistema MT subsidiario de 220 kV, por transformaciones 220/66 kV. Resto auto – afectación (bajo), con huecos monofásicos propagados a trazas ajenas (véase 5.2.1.1), huecos bifásicos y trifásicos en la propia traza.
 - Trifásicos: hueco trifásico G1 (alto) en sistema MT subsidiario de 220 kV, por transformaciones 220/66 kV. Resto auto – afectación, con huecos monofásicos (bajo) y bifásicos (bajo) propagados a trazas ajenas, huecos trifásicos (medio) en la propia traza.

5.2.4 Circuitos y su afectación

Se analizan a continuación los circuitos de cada red AT (400, 220, 132, 110 y 66 kV) con mayor afectación general (promedio de instalaciones afectadas, independientemente al tipo de cortocircuito).

Se contabilizan aquéllos cuyo grado de afectación general se sitúa entre el 70 y el 100% del valor máximo para cada red. Para ellos, se establecen las instalaciones afectadas vs. tipo de cortocircuito (promedio de las tres ubicaciones posibles: 10%, 50%, 90%), así como desviaciones típicas vs. ubicación cortocircuito.

Código cromático identificación tipo cortocircuito:

- gris, monofásico a tierra;
- azul, bifásico a tierra;
- negro, trifásico.

5.2.4.1 Red 400 kV

Véanse fig. 5.32 y fig. 5.33. Se consideran los 20 circuitos cuya afectación promedio supera el 70% del valor máximo de afectación.

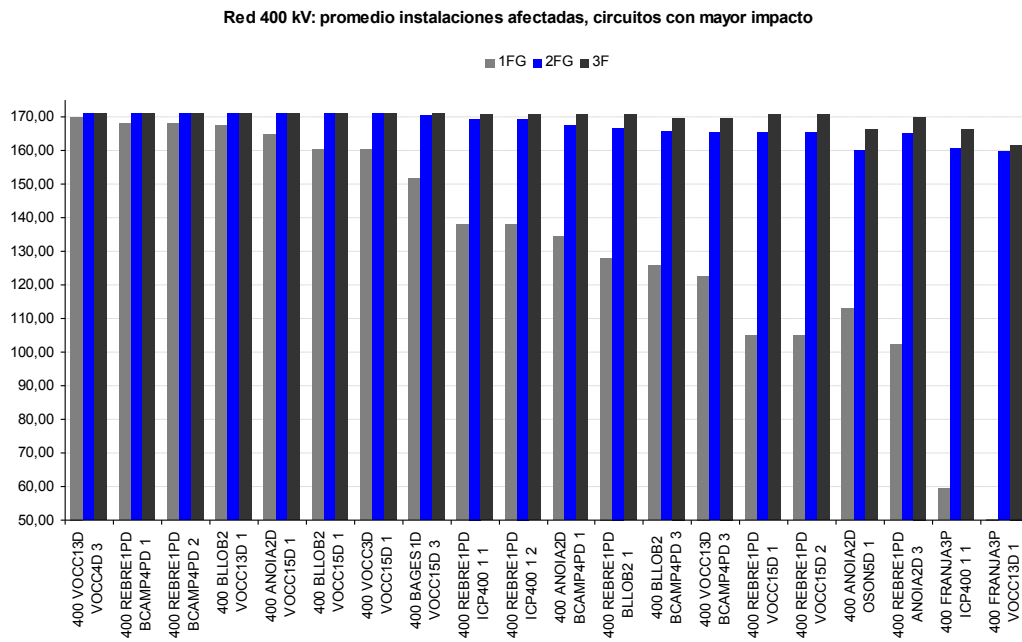


fig. 5.32 Promedio porcentual afectación red 400 kV (20 circuitos)

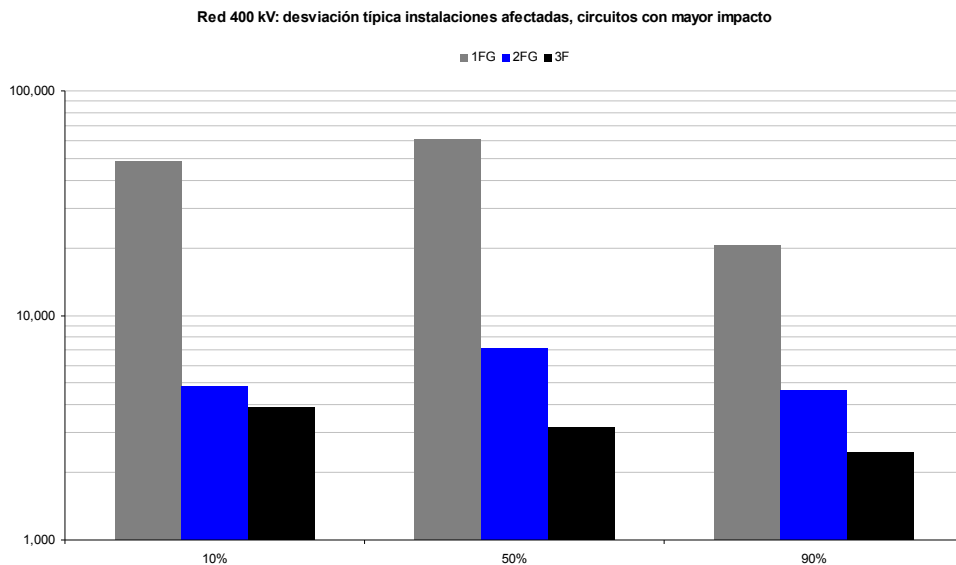


fig. 5.33 Desviación típica vs. tipo de cortocircuito y ubicación para los 20 circuitos 400 kV de mayor impacto

5.2.4.2 Red 220 kV

Véanse fig. 5.34 y fig. 5.35. Se consideran los 43 circuitos cuya afectación promedio supera el 70% del valor máximo de afectación.

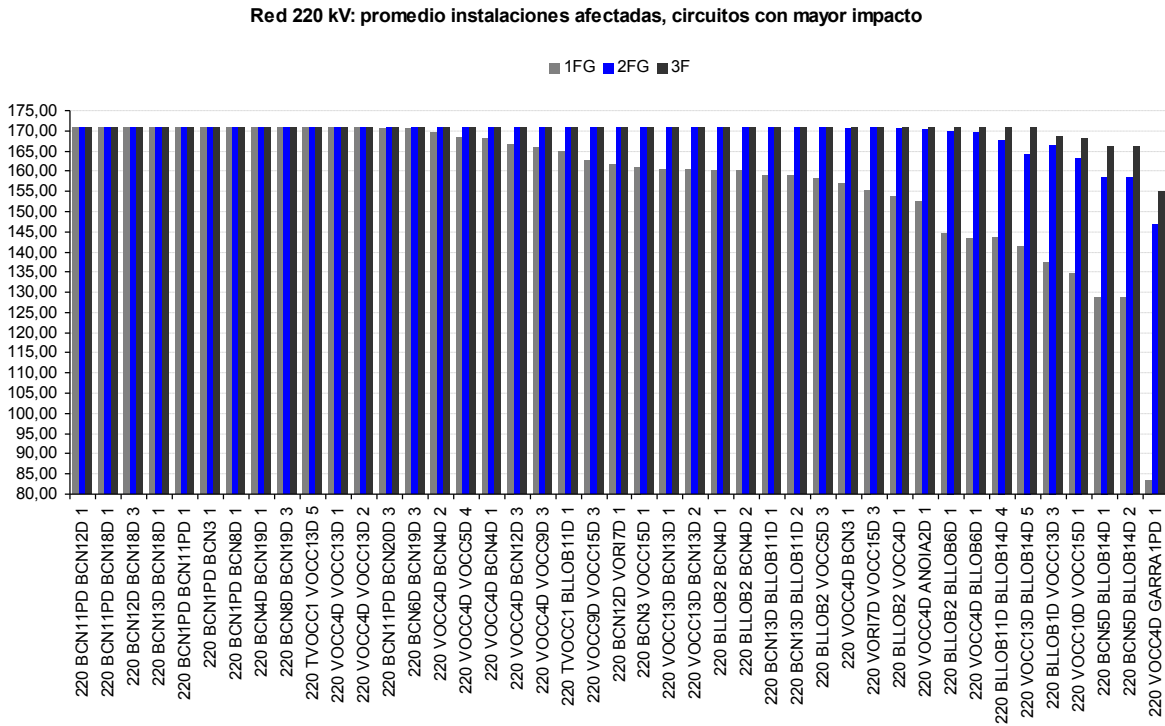


fig. 5.34 Promedio porcentual afectación red 220 kV (43 circuitos)

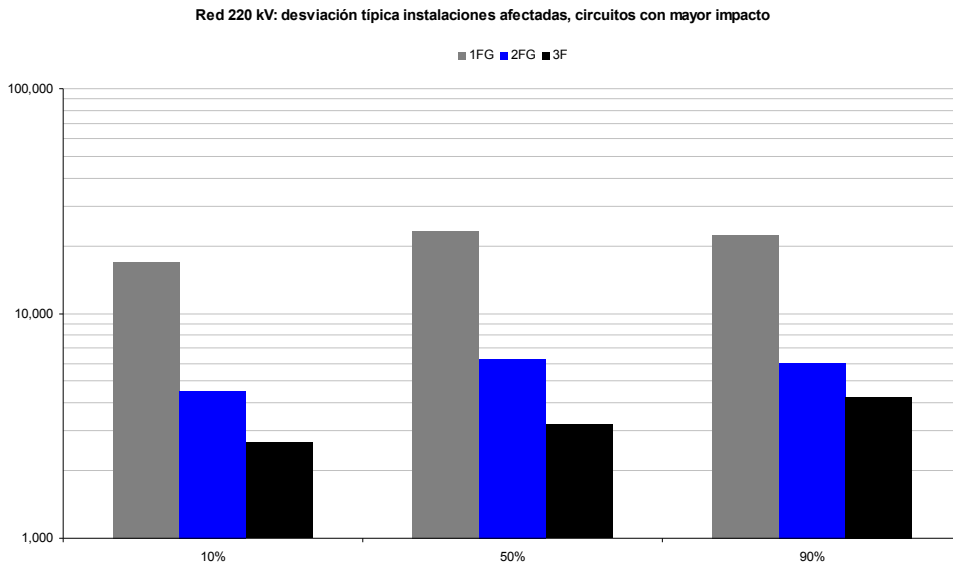


fig. 5.35 Desviación típica vs. tipo de cortocircuito y ubicación para los 43 circuitos 220 kV de mayor impacto

5.2.4.3 Red 132 kV

Véanse fig. 5.36 y fig. 5.37. Se consideran los 5 circuitos cuya afectación promedio supera el 70% del valor máximo de afectación.

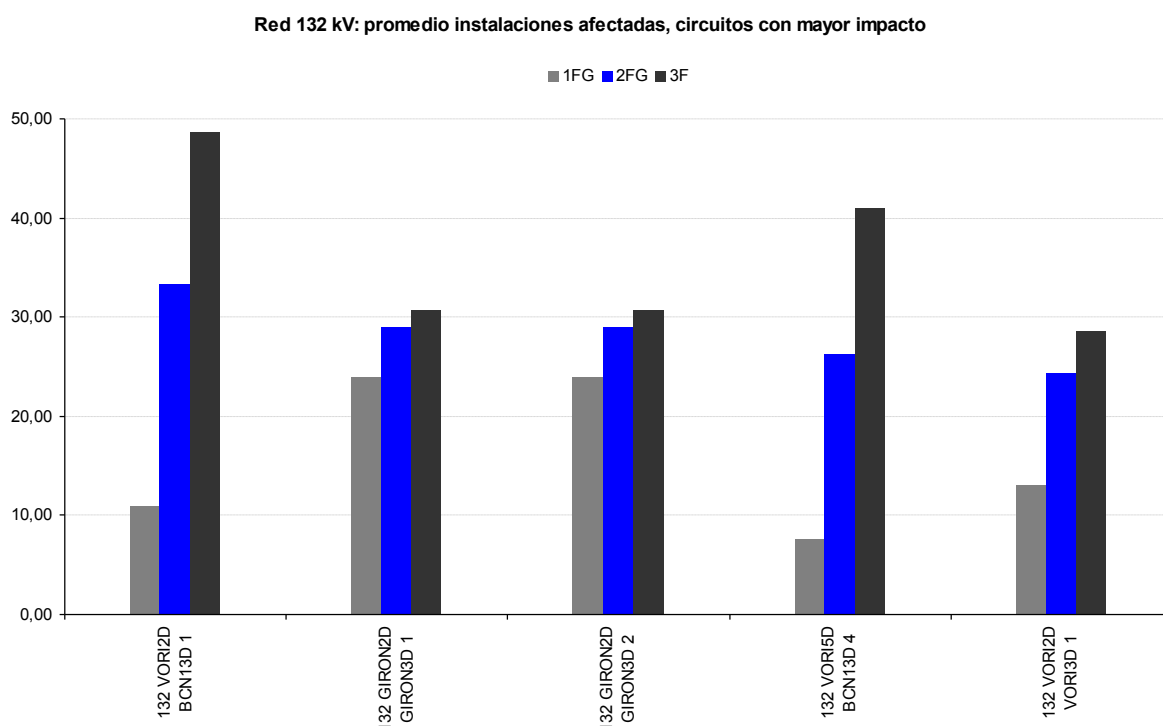


fig. 5.36 Promedio porcentual afectación red 132 kV (5 circuitos)

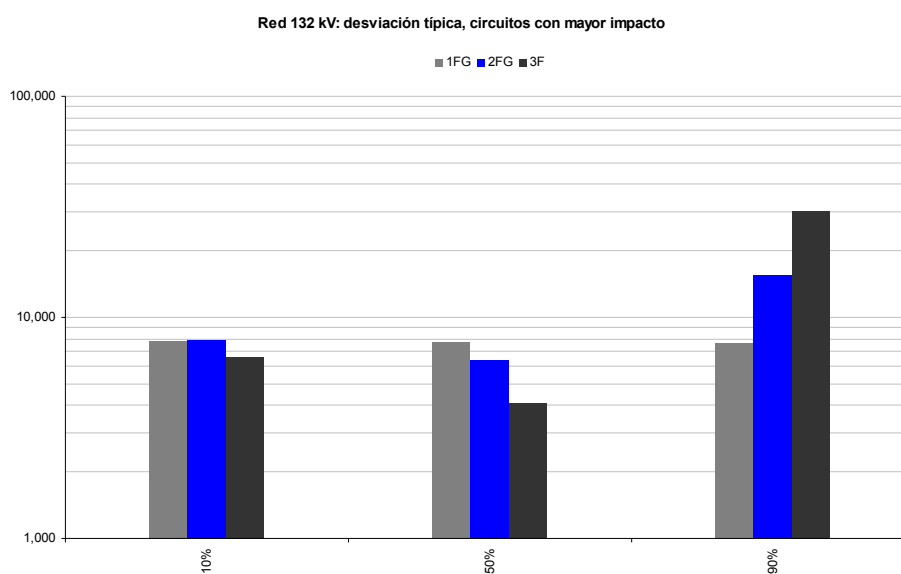


fig. 5.37 Desviación típica vs. tipo de cortocircuito y ubicación para los 5 circuitos 132 kV de mayor impacto

5.2.4.4 Red 110 kV

Véanse fig. 5.38 y fig. 5.39. Se consideran los 8 circuitos cuya afectación promedio supera el 70% del valor máximo de afectación.

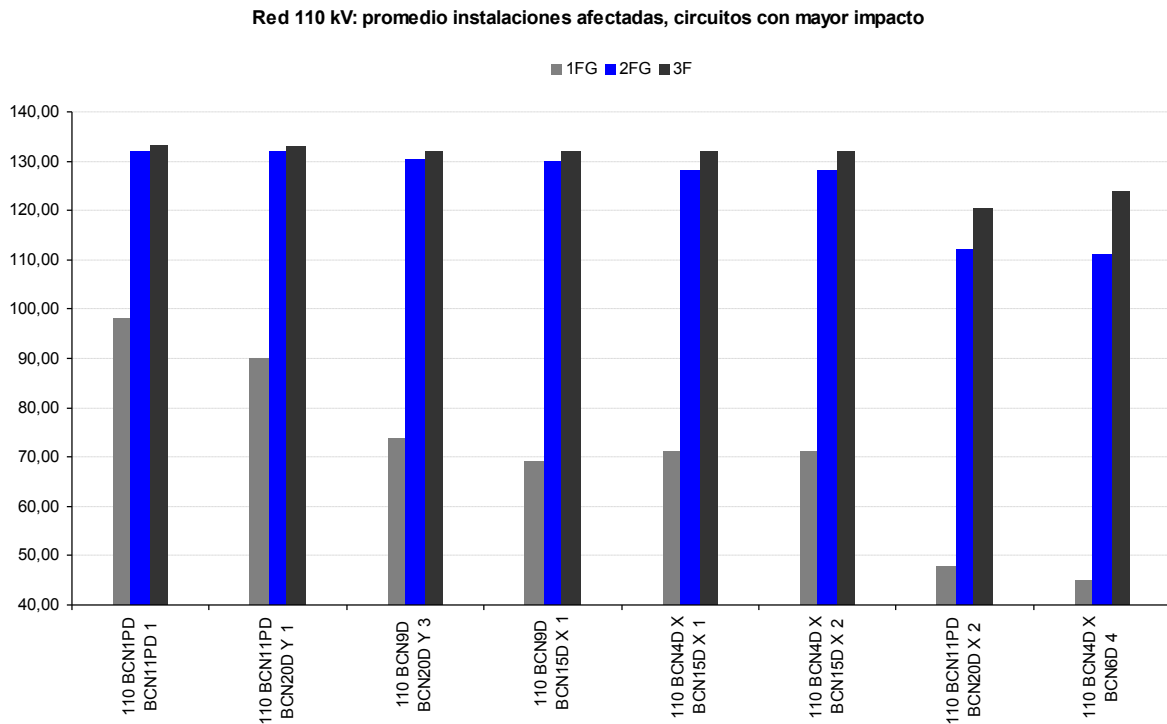


fig. 5.38 Promedio porcentual afectación red 110 kV (8 circuitos)

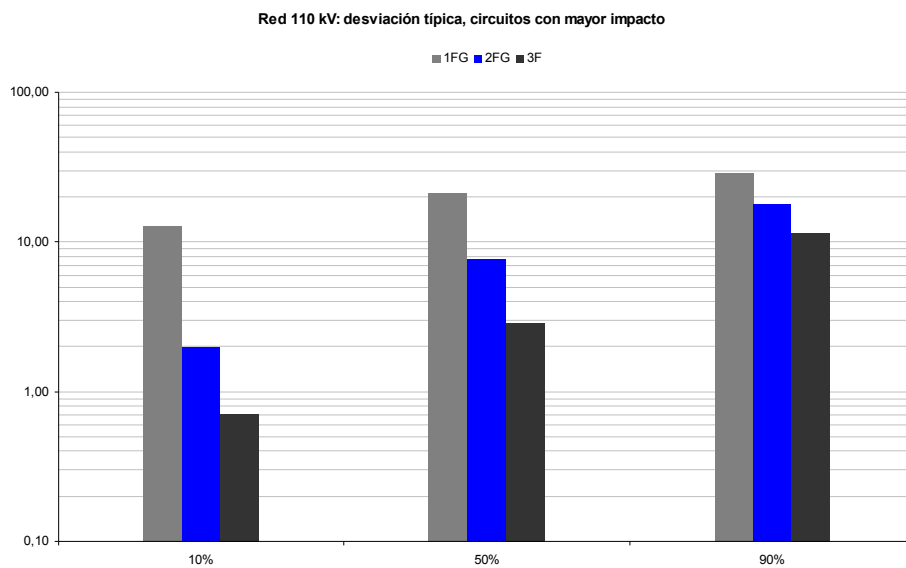


fig. 5.39 Desviación típica vs. tipo de cortocircuito y ubicación para los 8 circuitos 110 kV de mayor impacto

5.2.4.5 Red 66 kV

Véanse fig. 5.40 y fig. 5.41. Se consideran los 8 circuitos cuya afectación promedio supera el 70% del valor máximo de afectación.

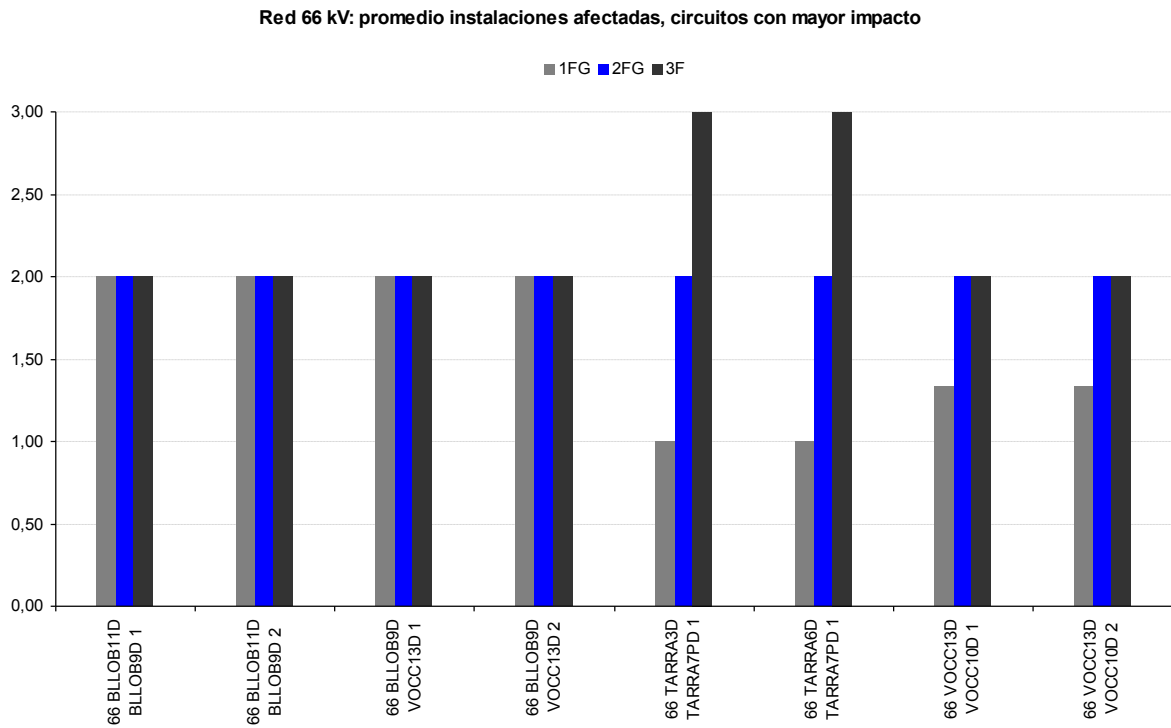


fig. 5.40 Promedio porcentual afectación red 66 kV (8 circuitos)

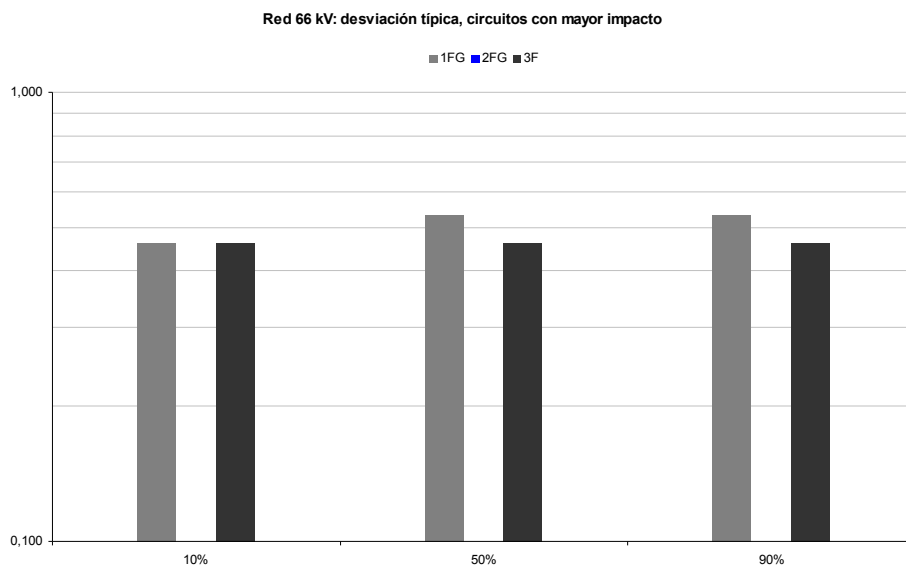


fig. 5.41 Desviación típica vs. tipo de cortocircuito y ubicación para los 8 circuitos 66 kV de mayor impacto. Para cortocircuitos monofásicos a tierra, la desviación típica es siempre nula.

5.2.4.6 Observaciones

De carácter general:

- Ordenamiento de mayor a menor grado de afectación vs. red analizada:

400 kV, 220 kV, 110 kV, 132 kV, 66 kV

tal y como se apreció en (5.2.1).

- Ordenamiento de mayor a menor grado de afectación vs. tipo de cortocircuito, en cualquier de las redes analizadas:

Trifásico (3F), bifásico a tierra (2FG), monofásico (1FG)

tal y como se apreció en (5.2.1).

- Ordenamiento de mayor a menor desviación típica vs. tipo de cortocircuito en redes 400, 220 y 110 kV:

Monofásico (1FG), bifásico a tierra (2FG), trifásico (3F)

Ello se debe al menor impacto del cortocircuito monofásico respecto a los otros dos tipos, con un grado mayor de dispersión.

Quedan fuera de esta observación las redes 132 y 66 kV, con características semejantes (trazas muy localizadas e independientes entre sí) y con afectaciones entre moderadas (red 132 kV) y bajas (red 66 kV).

Particulares:

- La red 400 kV no presenta ningún elemento con afectación promedio del 100% (es decir, afectación del 100% independientemente al tipo de cortocircuito).
 - El máximo se sitúa en circuito VOCC13D VOCC4D 3, situado en el cinturón metropolitano de Barcelona (Vallès Occidental), y con una longitud inusual: 1,3 km.
 - A continuación, y con afectaciones promedio idénticas (99,42%), se sitúan los circuitos REBRE1PD BCAMP4PD 1 y 2, paralelos, homogéneos, de idéntica longitud y con idénticas instalaciones origen y final: nudos 400 kV donde conectan, mediante las transformaciones elevadoras pertinentes, las plantas de producción nuclear. Dada la participación (Tabla 3.3) de la producción nuclear en el escenario, un cortocircuito en red AT próxima a las plantas reduce, de forma considerable y momentánea, la inyección de potencia activa al sistema.
 - El resto de afectaciones superiores al 90% corresponden a circuitos situados en el cinturón metropolitano de Barcelona (con algún extremo en el Baix Llobregat y/o el Vallès Occidental), y tres circuitos con un extremo en nudo de producción nuclear.
 - Entre los analizados, el circuito con menor afectación (FRANJA3P VOCC13D 1) presenta ciertas particularidades notables: ante defectos monofásicos

alejados del cinturón metropolitano de Barcelona presenta afectaciones prácticamente nulas (1,75% y 0%, cortocircuitos monofásicos a tierra ubicados al 10% y al 50% de su recorrido, respectivamente)

- En la red de 220 kV, 12 circuitos presentan una afectación promedio del 100%, independientemente al tipo de cortocircuito y ubicación del mismo. Todos ellos se sitúan en Barcelonès y Vallès Occidental, con características comunes:
 - Los 9 circuitos de Barcelona son cables subterráneos, de longitud escasa (entre 0,98 y 7 km), con impedancias de secuencia muy pequeñas (característica propia de los cables);
 - Los 3 circuitos del Vallès Occidental son líneas aéreas, de longitud escasa (1,1 y 2,7 km). Uno de sus extremos conecta en instalación VOCC13 D, auténtico “nudo” neurálgico de inyección para Barcelona y cinturón metropolitano.
 - El resto de circuitos hasta completar los 43 considerados se sitúan, asimismo, en Barcelona y área metropolitana: Barcelonès, Baix Llobregat, Vallès Occidental y Vallès Oriental. Su longitud no es considerable; en el Barcelonès predomina el cable subterráneo y el nivel de mallado es muy fuerte.
- En la red de 132 kV, los 5 circuitos con mayor afectación (aunque moderada) presentan características comunes:
 - Alguno de sus extremos está conectado en una instalación con transformación 220/132 kV (BCN13D, VORI2D, GIRON2D);
 - Todos pertenecen al eje Barcelonès – Vallès Oriental – Selva – Gironès.

Si bien predomina la auto - afectación (localizada en dicho eje), para cortocircuitos bifásicos y trifásicos la afectación trasciende a instalaciones 220 kV “vecinas” (por las transformaciones 220/132 kV mencionadas) y algunas instalaciones 110 kV y 66 kV. Ello se debe a:

- GIRON3D es instalación con parques 220 kV, 132 kV y 110 kV, con transformación 220/132 kV y 220/110 kV en nudo común 220 kV;
- BCN13D conecta, en 220 kV, y con cables subterráneos de escasa longitud, con instalaciones metropolitanas 220 / 110 kV;
- BCN13D posee transformación 220 / 66 kV.
- Los 8 circuitos de la red 110 kV, debido a la extensión y múltiple transformación con 400 y 220 kV de ésta, presentan una afectación notable. Obsérvese sus características comunes: todos ellos conectan, en ambos extremos, con instalaciones situadas en el Barcelonès: longitudes reducidas, y cables subterráneos.
- Finalmente, la red de 66 kV presenta su “isotonía” ya comentada: afectaciones típicas a dos instalaciones (las que constituyen los extremos del circuito en defecto, o bien las más cercanas al defecto) y, en dos casos concretos, (Tarragonès), propagación hacia el 220 kV por transformación 220/66 kV.

5.3 Criterio efecto – causa, resultados totales

Para cada nudo MT se establece qué porcentaje de circuitos AT vs. red (400, 220, 132, 110, 66 kV) ocasionan algún tipo de afectación (nivel de hueco vs. tensión compuesta MT) vs. tipo de cortocircuito que, entre los 9 establecidos, se ha ensayado.

Tal documentación constituye el Anexo III, “*Detallado efecto – causa*”, organizado según la red AT con la cual, mediante transformación AT/MT, conectan los nudos MT:

- Anexo 3 – 1, “Instalaciones conectadas a red 220 kV”;
- Anexo 3 – 2, “Instalaciones conectadas a red 132 kV”;
- Anexo 3 – 3, “Instalaciones conectadas a red 110 kV”;
- Anexo 3 – 4, “Instalaciones conectadas a red 66 kV”;

En dicho Anexo se detalla la organización documental para la interpretación de resultados.

5.4 Criterio efecto - causa: síntesis relevantes

Extractada de Anexo III; permite conclusiones generales y/o particulares.

5.4.1 Sensibilidad potencial nudos MT

Guía tabulada que establece, para cada sistema MT subsidiario de red AT concreta, el porcentaje de circuitos que producen hueco vs. red AT en cortocircuito y tipo de cortocircuito. El código cromático se muestra en Tabla 5.3.

Código cromático vs. contenido celda											
90-100%	80-90%	70-80%	60-70%	50-60%	40-50%	30-40%	20-30%	10-20%	5-10%	1-5%	0-1%

Tabla 5.3 Código cromático para interpretación tablas de sensibilidad potencial

Para cada sistema MT subsidiario (de 220, 132, 110 y 66 kV) se elabora la “tabla de sensibilidad” ante cortocircuitos en redes AT 400, 220, 132, 110 y 66 kV. Véase colección Tabla 5.4 ÷ Tabla 5.11.

	132 kV									110 kV									
	1FG,10%	1FG,50%	1FG,90%	2FG,10%	2FG,50%	2FG,90%	3F,10%	3F,50%	3F,90%	1FG,10%	1FG,50%	1FG,90%	2FG,10%	2FG,50%	2FG,90%	3F,10%	3F,50%	3F,90%	
VARAN1PD 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	12,90%	10,75%	11,29%	16,13%	13,44%	14,52%	16,13%	15,05%	15,59%	
VOCC11DA 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,45%	15,59%	12,90%	11,29%	19,89%	16,13%	19,89%	22,04%	17,20%	20,97%
VOCC12DA 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,45%	15,05%	12,90%	11,83%	20,97%	16,13%	19,89%	22,04%	17,20%	20,97%
VOCC14D E 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	9,14%	7,53%	8,60%	22,04%	17,20%	20,97%	22,04%	17,20%	20,97%	
VOCC14D T 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	15,05%	12,90%	11,29%	19,89%	16,13%	19,89%	22,04%	17,20%	20,97%	
VOCC16D 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,45%	3,76%	4,30%	15,05%	12,37%	12,37%	15,05%	12,37%	12,37%	
VOCC1D 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,45%	11,29%	8,60%	7,53%	13,98%	13,98%	12,90%	19,89%	17,20%	19,35%
VOCC2D 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,99%	5,38%	5,91%	11,83%	10,75%	10,75%	13,98%	12,37%	11,29%	
VOCC3D E 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	3,76%	2,69%	4,30%	13,98%	12,37%	11,29%	13,98%	12,37%	11,29%	
VOCC3D T 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,99%	5,38%	5,91%	11,83%	10,75%	10,75%	13,98%	12,37%	11,29%	
VOCC7D XE 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,45%	0,00%	0,00%	0,00%	6,45%	7,53%	6,99%	20,43%	17,20%	19,89%	20,43%	19,89%	19,89%	
VOCC7D XT 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,45%	13,98%	9,68%	10,22%	14,52%	14,52%	13,44%	20,43%	17,20%	19,89%
VOCC7D YE 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	3,76%	2,69%	4,30%	13,98%	12,37%	11,29%	13,98%	12,37%	11,29%	
VOCC8D 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	14,52%	11,83%	12,37%	18,82%	15,59%	19,89%	22,04%	17,74%	20,97%	
VORI1D E 110	0,00%	0,00%	0,00%	9,68%	0,00%	6,45%	9,68%	0,00%	0,00%	6,45%	10,75%	6,99%	10,22%	20,43%	19,89%	20,43%	19,89%	20,43%	
VORI1D T 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,45%	9,68%	0,00%	0,00%	6,45%	12,37%	10,75%	11,83%	18,28%	17,74%	16,67%	20,43%	19,89%	20,43%
VORI4D 110	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,45%	13,98%	10,22%	9,68%	17,74%	15,59%	15,59%	22,04%	17,74%	21,51%

Tabla 5.10 MT subsidiaria 110 kV (parcial redes 132, 110 kV). Impacto nulo red 66 kV

	400 kV									220 kV								
	1FG,10%	1FG,50%	1FG,90%	2FG,10%	2FG,50%	2FG,90%	3F,10%	3F,50%	3F,90%	1FG,10%	1FG,50%	1FG,90%	2FG,10%	2FG,50%	2FG,90%	3F,10%	3F,50%	3F,90%
BCN14D 66	83,33%	62,50%	91,67%	91,67%	91,67%	91,67%	95,83%	100,00%	95,83%	55,17%	50,57%	59,77%	62,07%	59,77%	64,37%	71,26%	67,82%	71,26%
BLLOB9D 66	83,33%	66,67%	91,67%	91,67%	91,67%	91,67%	95,83%	100,00%	95,83%	56,32%	51,72%	59,77%	62,07%	60,92%	64,37%	72,41%	71,26%	73,56%
GARRA4D 66	83,33%	66,67%	87,50%	91,67%	91,67%	91,67%	95,83%	100,00%	95,83%	58,62%	56,32%	59,77%	72,41%	71,26%	74,71%	75,86%	73,56%	78,16%
SEGRI4D 66	58,33%	25,00%	62,50%	87,50%	66,67%	83,33%	91,67%	83,33%	83,33%	63,22%	44,83%	59,77%	79,31%	73,56%	82,76%	81,61%	75,86%	86,21%
TARRA7PD 66	29,17%	8,33%	33,33%	91,67%	83,33%	91,67%	91,67%	83,33%	91,67%	60,92%	54,02%	57,47%	78,16%	74,71%	78,16%	78,16%	74,71%	78,16%
VOCC10D 66	83,33%	62,50%	91,67%	91,67%	75,00%	87,50%	91,67%	83,33%	83,33%	55,17%	54,02%	63,22%	50,57%	48,28%	54,02%	55,17%	50,57%	59,77%

	132 kV									110 kV								
	1FG,10%	1FG,50%	1FG,90%	2FG,10%	2FG,50%	2FG,90%	3F,10%	3F,50%	3F,90%	1FG,10%	1FG,50%	1FG,90%	2FG,10%	2FG,50%	2FG,90%	3F,10%	3F,50%	3F,90%
BCN14D 66	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,45%	0,00%	0,00%	6,45%	4,84%	4,30%	3,76%	10,22%	5,38%	7,53%	16,67%	11,83%	11,29%
BLLOB9D 66	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,45%	4,84%	3,76%	3,76%	10,22%	4,84%	8,06%	17,20%	10,75%	11,83%
GARRA4D 66	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,45%	4,84%	3,76%	3,76%	16,13%	8,06%	9,68%	17,74%	12,90%	13,98%
SEGRI4D 66	16,13%	9,68%	16,13%	35,48%	38,71%	35,48%	38,71%	38,71%	41,94%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TARRA7PD 66	0,00%	0,00%	0,00%	3,23%	0,00%	3,23%	3,23%	0,00%	3,23%	0,00%	0,00%	0,00%	4,84%	3,23%	3,23%	4,84%	3,23%	3,23%
VOCC10D 66	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,45%	0,00%	0,00%	0,00%	4,30%	3,23%	3,23%	3,23%	0,54%	2,69%	0,00%	0,00%	0,00%

	66 kV								
	1FG,10%	1FG,50%	1FG,90%	2FG,10%	2FG,50%	2FG,90%	3F,10%	3F,50%	3F,90%
BCN14D 66	21,05%	21,05%	21,05%	21,05%	21,05%	21,05%	21,05%	21,05%	21,05%
BLLOB9D 66	31,58%	21,05%	21,05%	31,58%	31,58%	31,58%	31,58%	31,58%	31,58%
GARRA4D 66	10,53%	10,53%	10,53%	10,53%	10,53%	10,53%	10,53%	10,53%	10,53%
SEGRI4D 66	26,32%	26,32%	26,32%	26,32%	26,32%	26,32%	26,32%	26,32%	26,32%
TARRA7PD 66	10,53%	10,53%	10,53%	10,53%	10,53%	10,53%	10,53%	10,53%	10,53%
VOCC10D 66	31,58%	31,58%	31,58%	10,53%	10,53%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabla 5.11 MT subsidiaria 66 kV

Los datos tabulados dan lugar al concepto de **“sensibilidad potencial”**: se define ésta como el riesgo de un nudo MT a padecer algún hueco en escenario de distribución uniforme, esto es: si se produjeran, 9k (*k natural*) cortocircuitos (1FG, 2FG, 3F, 10%, 50%, 90%) en todos y cada uno de los circuitos de todas las redes AT.

5.4.2 Clasificación nudos MT vs. sensibilidad potencial

Extractando las tablas anteriores, puede obtenerse un factor de **riesgo potencial normalizado**, respecto a la instalación que menos sensibilidad potencial ofrece.

Asignando en ésta el factor unidad, el resto de instalaciones con nudos MT ofrecen, de mayor a menor riesgo potencial, la clasificación de Tabla 5.12, donde se detallan los riesgos potenciales normalizados ante cualquier cortocircuito.

nº	INSTALACIÓN	1FG	2FG	3F	GRAL.	nº	INSTALACIÓN	1FG	2FG	3F	GRAL.	nº	INSTALACIÓN	1FG	2FG	3F	GRAL.
1	AEMP1D 132	4,23	2,25	1,73	2,32	58	VORI6D 220	3,11	1,75	1,40	1,80	115	VOCC15D 220	3,16	1,66	1,29	1,73
2	AEMP2D 132	4,23	2,25	1,73	2,32	59	VOCC7D XT 110	3,23	1,70	1,40	1,80	116	ANOIA1D 110	2,96	1,69	1,33	1,72
3	GIRON2D 132	4,23	2,25	1,73	2,32	60	BLLOB6D 220	3,09	1,71	1,42	1,79	117	BERG1PD 220	2,91	1,70	1,33	1,72
4	GIRON3D 132	4,23	2,24	1,71	2,31	61	BLLOB8DA 110	3,16	1,71	1,40	1,79	118	BLLOB4D 110	3,00	1,68	1,31	1,72
5	GARRO1D 132	3,97	2,17	1,69	2,23	62	VOCC1D 110	3,19	1,69	1,40	1,79	119	BLLOB12D 110	2,59	1,82	1,34	1,71
6	SELVA1D 132	3,85	2,18	1,69	2,21	63	BCN15D XT 110	3,15	1,69	1,41	1,79	120	ANOIA3D 110	2,95	1,67	1,32	1,71
7	RIPO1D 132	3,86	2,15	1,67	2,19	64	BCN9D T 110	3,15	1,69	1,40	1,79	121	TARRA6D 220	2,82	1,67	1,36	1,71
8	BEMP1D 110	3,58	2,10	1,74	2,17	65	BCN17D 110	2,61	1,91	1,41	1,79	122	BAGES3D 110	2,89	1,68	1,32	1,70
9	SEGRIÁ4D 66	3,22	2,23	1,75	2,16	66	BCN15D YE 110	2,58	1,92	1,42	1,79	123	TARRA2D 220	2,98	1,68	1,29	1,70
10	BEMP3D 110	3,54	2,08	1,72	2,14	67	BCN20D YT 110	3,14	1,69	1,40	1,78	124	TARRA9D 220	3,01	1,68	1,28	1,70
11	GIRON2D 220	3,43	2,13	1,72	2,14	68	VOCC14D E 110	2,65	1,90	1,40	1,78	125	TARRA3D 220	2,98	1,69	1,28	1,70
12	OSON3D 132	3,73	2,06	1,64	2,13	69	BLLOB10D E 110	2,59	1,92	1,41	1,78	126	TARRA9D 110	3,01	1,68	1,28	1,70
13	BEMP2D 110	3,53	2,05	1,68	2,11	70	BLLOB11D 220	3,12	1,68	1,40	1,78	127	GARRA2D E 110	2,49	1,81	1,34	1,70
14	GIRON4D T 110	3,43	2,06	1,65	2,09	71	VOCC10D 220	3,18	1,71	1,36	1,78	128	TARRA1D 110	2,88	1,64	1,30	1,68
15	GIRON1D T 110	3,43	2,06	1,65	2,09	72	VOCC9D 220	3,12	1,70	1,39	1,78	129	VOCC10D 66	3,82	1,49	1,06	1,66
16	VORI3D 132	3,84	2,00	1,55	2,08	73	BCN11PD T 110	3,13	1,69	1,39	1,78	130	VOCC3D E 110	2,54	1,74	1,28	1,65
17	BLLOB9D 66	3,67	1,96	1,62	2,07	74	CBARB1D 220	2,90	1,70	1,45	1,77	131	VOCC7D YE 110	2,54	1,74	1,28	1,65
18	VORI2D 132	3,80	1,99	1,54	2,07	75	BCN4D XE 110	2,57	1,91	1,41	1,77	132	VOCC16D 110	2,47	1,75	1,29	1,65
19	GIRON1D E 110	2,90	2,23	1,65	2,06	76	BCN6D 110	2,57	1,91	1,41	1,77	133	TARRA7PD 66	2,03	1,85	1,36	1,64
20	GIRON4D E 110	2,90	2,23	1,65	2,06	77	BCN15D XE 110	2,57	1,90	1,41	1,77	134	SEGAR1DA 110	2,72	1,60	1,30	1,64
21	SELVA5PD 110	3,37	2,04	1,62	2,05	78	VOCC7D XE 110	2,62	1,89	1,40	1,77	135	BAGES2D 110	2,65	1,60	1,26	1,61
22	PESTAN1PD 110	3,42	2,04	1,60	2,05	79	CERD1DA 110	2,97	1,78	1,36	1,77	136	TARRA8PD 220	1,79	1,84	1,36	1,60
23	SEGRIÁ3D 132	3,46	2,02	1,60	2,05	80	CERD2DA 110	2,97	1,78	1,36	1,77	137	TARRA10PD 220	2,08	1,74	1,29	1,58
24	ARIBA5PD 132	3,30	2,02	1,64	2,05	81	BCN9D E 110	2,57	1,90	1,40	1,77	138	SEGRIÁ1D 132	3,47	1,36	1,06	1,56
25	VORI5D 132	3,69	1,98	1,53	2,04	82	BCN13D 220	3,08	1,66	1,40	1,77	139	MONT2D 110	2,72	1,55	1,17	1,56
26	SELVA2D 110	3,40	2,01	1,57	2,03	83	BCN10D 110	2,61	1,88	1,39	1,76	140	BEBRE2PD 110	2,71	1,54	1,17	1,55
27	SELVA4D 110	3,40	2,00	1,58	2,02	84	BCN1PD E 110	2,59	1,89	1,39	1,76	141	BEBRE4D T 110	2,71	1,55	1,17	1,55
28	MARES4D 110	3,38	1,98	1,56	2,00	85	GARRA3D 110	3,04	1,69	1,38	1,76	142	MONT1D 110	2,71	1,55	1,17	1,55
29	MARES1D 110	3,35	1,97	1,54	1,99	86	BCN11PD E 110	2,57	1,89	1,39	1,76	143	MONT3D 110	2,71	1,55	1,17	1,55
30	BCN14D 66	3,55	1,87	1,52	1,97	87	BCN20D XE 110	2,57	1,89	1,39	1,76	144	BEBRE1D 110	2,68	1,55	1,17	1,55
31	GARRA4D 66	3,38	1,89	1,50	1,94	88	BLLOB13PD 110	2,61	1,88	1,39	1,76	145	TARRA4PD 220	1,96	1,73	1,28	1,55
32	SELVA3D 110	3,19	1,92	1,54	1,94	89	BCN12D 110	2,60	1,88	1,39	1,76	146	BCAMP3D T 110	2,56	1,51	1,21	1,54
33	MARES2D T 110	3,31	1,89	1,49	1,93	90	BAGES6D 110	3,14	1,69	1,34	1,76	147	BCAMP1DA 110	2,62	1,48	1,16	1,51
34	SEGRIÁ3D 220	2,88	1,93	1,55	1,90	91	VOCC5D 220	3,07	1,66	1,38	1,76	148	BCAMP2DA 110	2,61	1,48	1,16	1,51
35	OSON4PD 110	3,17	1,86	1,49	1,89	92	BAGES1D 110	3,14	1,69	1,34	1,76	149	BCAMP4PD 110	2,60	1,49	1,14	1,50
36	MARES2D E 110	2,71	2,02	1,49	1,88	93	VOCC6D 220	2,60	1,87	1,38	1,75	150	NOGUE5DA 110	2,26	1,51	1,23	1,50
37	BCN5D 110	3,28	1,76	1,43	1,85	94	BCN4D 220	3,08	1,65	1,38	1,75	151	SOLSO1D 110	2,31	1,49	1,21	1,49
38	VORI1D T 110	3,25	1,79	1,41	1,84	95	OSON2D E 110	2,51	1,89	1,39	1,75	152	BEBRE4D E 110	2,20	1,59	1,17	1,49
39	MARES3D 110	3,26	1,76	1,42	1,84	96	VORI7D 220	3,09	1,68	1,35	1,75	153	REBRE3PD 110	2,53	1,45	1,12	1,46
40	OSON5D 220	3,05	1,78	1,47	1,84	97	BCN12D 220	3,08	1,66	1,37	1,75	154	ACAMP1D 110	2,35	1,45	1,16	1,46
41	VOCC11DA 110	3,26	1,74	1,42	1,84	98	VOCC4D 220	3,08	1,64	1,38	1,75	155	PRIO1PD 110	2,39	1,48	1,13	1,46
42	VOCC12DA 110	3,26	1,75	1,42	1,84	99	VOCC13D 220	3,08	1,64	1,38	1,75	156	BCAMP3D E 110	1,72	1,64	1,21	1,44
43	BCN5D 220	3,14	1,78	1,43	1,83	100	BCN18D 220	3,08	1,66	1,37	1,75	157	NOGUE6DA 110	1,93	1,43	1,22	1,41
44	BLLOB5D 110	3,24	1,75	1,41	1,83	101	BCN19D T 220	3,07	1,64	1,38	1,75	158	AURG2PD 110	2,03	1,42	1,17	1,40
45	BCN7D 110	3,23	1,75	1,41	1,83	102	BCN15D YT 110	3,11	1,66	1,35	1,74	159	BCAMP4PD 220	1,76	1,35	1,16	1,33
46	BLLOB14D 220	3,14	1,78	1,42	1,83	103	BAGES5D 110	3,16	1,69	1,30	1,74	160	REBRE4PD 220	1,76	1,35	1,16	1,33
47	VOCC14D T 110	3,25	1,75	1,40	1,83	104	ANOIA2D 110	3,09	1,70	1,32	1,74	161	SEGRIÁ6D 110	1,71	1,34	1,15	1,31
48	BLLOB10D T 110	3,21	1,74	1,41	1,82	105	BCN6D 220	2,54	1,86	1,38	1,74	162	NOGUE2PD 110	1,71	1,33	1,14	1,30
49	VOCC8D 110	3,24	1,74	1,41	1,82	106	VOCC2D 110	3,22	1,68	1,28	1,74	163	REBRE2PD 110	1,01	1,57	1,16	1,28
50	OSON2D T 110	3,12	1,80	1,39	1,82	107	VOCC3D T 110	3,22	1,68	1,28	1,74	164	PSOBIR4PD 110	1,58	1,34	1,12	1,28
51	BCN2D 110	3,24	1,73	1,39	1,81	108	GARRA2D T 110	3,03	1,68	1,34	1,74	165	PSOBIR1D 110	1,56	1,32	1,14	1,27
52	VORI4D 110	3,26	1,74	1,38	1,81	109	OSON1D 220	3,04	1,71	1,32	1,74	166	AURG1D 110	1,98	1,28	1,02	1,27
53	VORI1D E 110	2,77	1,91	1,41	1,81	110	APEN2D 110	3,02	1,68	1,34	1,74	167	PURG1D 110	1,59	1,30	1,12	1,26
54	BLLOB7DA 110	3,20	1,71	1,41	1,81	111	BAGES4D T 110	3,06	1,69	1,32	1,73	168	SEGRIÁ2PD 110	1,56	1,29	1,11	1,25
55	BCN16D 110	2,66	1,93	1,43	1,81	112	BCN1PD 220	3,05	1,64	1,35	1,73	169	SEGRIÁ7PD 110	1,39	1,26	1,09	1,20
56	APEN1D 220	3,11	1,74	1,42	1,81	113	BCN8D 220	2,54	1,85	1,37	1,73	170	PJUSSÁ7PD 110	1,35	1,24	1,11	1,19
57	GARRA1PD 220	3,12	1,72	1,42	1,80	114	BLLOB1D 220	3,08	1,64	1,34	1,73	171	VARAN1PD 110	1,00	1,00	1,00	1,00

Tabla 5.12 Clasificación nudos MT por riesgo potencial general, de mayor a menor, respecto a riesgo potencial unitario nudo MT de menor sensibilidad. Se detalla, asimismo, riesgo potencial normalizado vs. tipo de cortocircuito para cada nudo.

5.4.3 Clasificación de comarcas vs. riesgo potencial normalizado

Obteniendo el promedio en las instalaciones con nudos MT asentadas en las diferentes comarcas de Catalunya, se obtiene la imagen del riesgo potencial normalizado (*rpn*). De nuevo, se ha utilizado como referencia unitaria la comarca con factor inferior (la Val d’Aran). Obsérvese fig. 5.42, con un mapa coloreado según código cromático presente en Tabla 5.13.

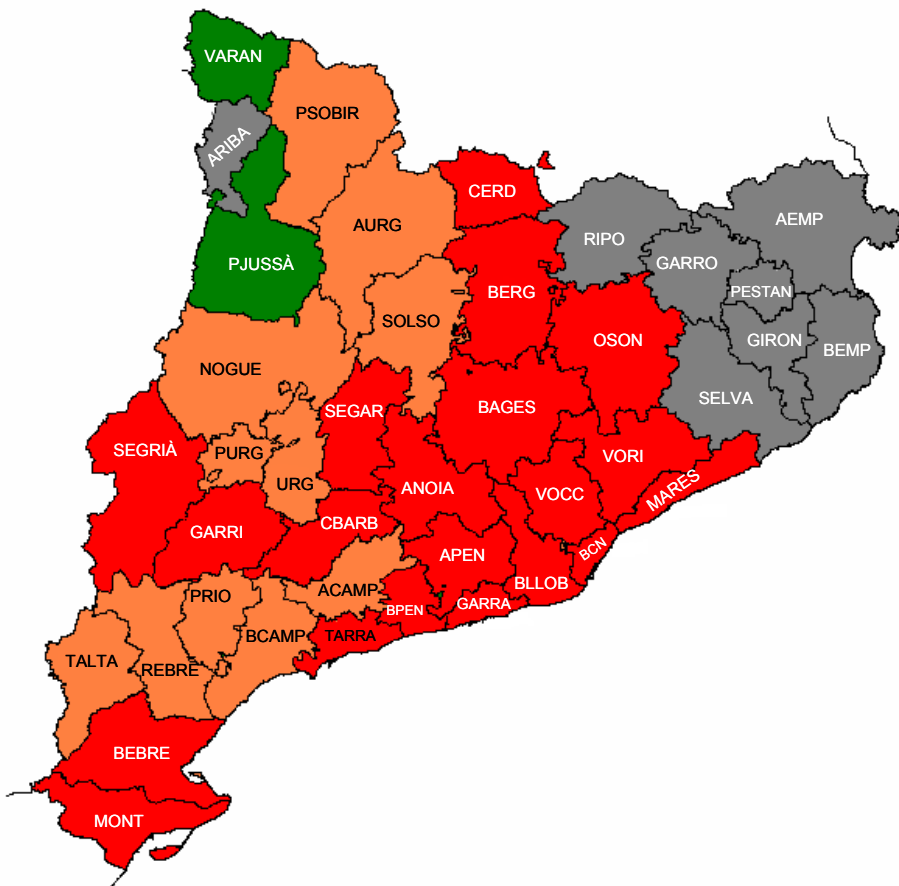


fig. 5.42 Mapa de Catalunya, con riesgo potencial normalizado por comarcas (código cromático según Tabla 5.13)

Riesgo potencial normalizado (<i>rpn</i>)	Color
$2 < rpn \leq 2,5$	Grigio
$1,5 < rpn \leq 2$	Rojo
$1,2 < rpn \leq 1,5$	Naranja
$rpn \leq 1,2$	Verde

Tabla 5.13 Código cromático, interpretación mapa fig. 5.42

Para un nivel de detalle superior, véanse gráficos de riesgo potencial normalizado por comarcas (fig. 5.43).

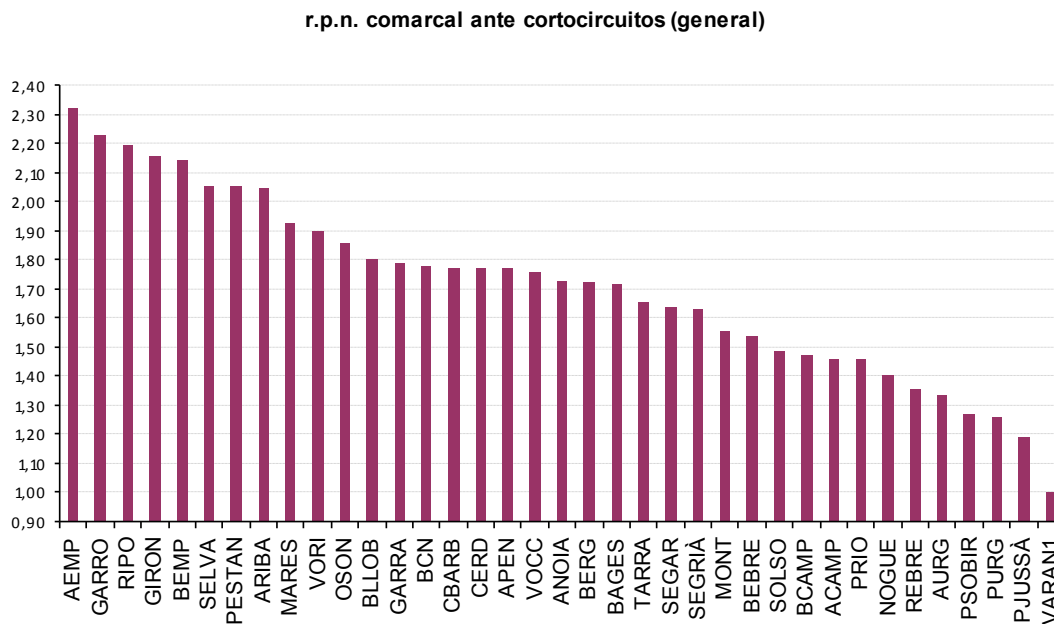


fig. 5.43 Riesgo potencial normalizado ante cualquier cortocircuito

La topología de red y la generación conectada en escenario constituyen las claves para interpretar el mapa de fig. 5.42. Véase Anexo IV, “Esquemas”, como ilustración complementaria de las observaciones siguientes.

Catalunya noroeste, 110 kV

La red inicia su recorrido en la Val D’Aran, comarca que, en escenario analizado, produce $77,2 + j21,6$ MVA. La Val D’Aran interconecta con el Pallars Sobirà mediante una traza doble (4 circuitos).

La producción del Pallars Sobirà en escenario es de $48 + j13$ MVA.

En nudo 110 kV Pallars Sobirà, con transformación 220/110 kV, además de la doble traza procedente de la Val d’Aran, aparecen dos trazas más: una en dirección Pallars Jussà y otra en dirección Alt Urgell - Bages.

La primera traza, al llegar al Pallars Jussà (producción en escenario: $89 + j19,3$ MVA) vuelve a bifurcarse:

- “Antena” de producción (la Vall Fosca);
- Interconexión peninsular 110 kV, Aragón;
- Eje dirección la Noguera, donde vuelve a bifurcar (dirección l’Anoia y dirección el Segrià);
- Eje dirección la Noguera – el Bages.

Una última traza 110 kV, independiente, con inicio en l'Alt Urgell (producción en escenario: $20 + j1,4$ MVA) y recorrido el Solsonès – el Bages completa la topología, en red 110 kV, de Catalunya noroeste.

Dicho trazado, sumado con la generación disponible (proximidad de “fuente”), y con una única transformación 220/110 kV en el Pallars Sobirà, independiza en grado sumo los nudos MT subsidiarios de red 110 kV en Catalunya noroeste respecto a resto redes AT (alejamiento “eléctrico”). Por ello, las comarcas de la Val D’Aran y el Pallars Jussà presentan un riesgo potencial bajo, y las comarcas del Pallars Sobirà – l’Alt Urgell – el Solsonès – la Noguera – el Pla d’Urgell y l’Urgell un riesgo potencial moderado.

Asimismo, la explotación habitual de neutro aislado AT para transformadores 110 kV/MT reduce la subtensión transferida desde AT hacia MT ante defectos a tierra (1FG, 2FG) en redes AT.

Catalunya noroeste, 132 kV

La comarca de l’Alta Ribagorça (producción total en escenario: $18,2 + j19,3$ MVA) constituye el inicio del sistema eléctrico “bicéfalo”, 132 kV, cuyo final se localiza en el Segrià.

Dicho sistema se caracteriza por dos transformaciones 220/132 kV (en l’Alta Ribagorça y en el Segrià, de ahí su “bicefalia”), una única traza, a doble circuito (donde se inyecta una producción total de $22,2 + j8,6$ MVA en escenario), recorrido norte – sur, y una bifurcación en l’Alta Ribagorça en dos trazas a simple circuito.

A diferencia del 110 kV noroeste, se trata de un sistema “fuertemente aislado” o “débilmente interconectado” con resto redes AT; la producción resulta inferior, y la transformación 220/132 kV de l’Alta Ribagorça constituye “fuente débil”:

- La distancia eléctrica entre nudo 220 kV de l’Alta Ribagorça y transformaciones 400/220 kV es considerable: las más cercanas se encuentran en l’Anoia y el Vallès Occidental;
- En el escenario, la planta de producción próxima conectada a red 220 kV (ARIBA4P 220) está parada.

Ello justifica el riesgo potencial alto (más de 2 veces la base) presentado por nudos MT de l’Alta Ribagorça. Finalmente, cabe recordar que la explotación de neutro conectado rígidamente a tierra en AT para transformadores 132 kV/MT aumenta la subtensión transferida desde AT hacia MT ante defectos a tierra (1FG, 2FG) en redes AT.

Catalunya nordeste, 132 y 110 kV

Los nudos MT subsidiarios 132 kV que presentan mayor riesgo potencial (véase Tabla 5.12) están situados en el sector objeto de análisis. En efecto, los 7 primeros (AEMP1D, AEMP2D, GIRON2D, GIRON3D, GARRO1D, SELVA1D, RIPO1D) presentan características comunes:

- Neutro AT conectado rígidamente a tierra en transformaciones AT/MT;
- Transformación 220/132 kV más cercana en GIRON2D;

Por lo que al 110 kV refiere, ocupando los puestos del 8 al 27 (véase Tabla 5.12), se sitúan los nudos MT subsidiarios BEMP1D, BEMP3D, BEMP2D, GIRON4D T, GIRON1D T, GIRON4D E, GIRON1D E, SELVA5PD, PESTAN1PD, SELVA2D, SELVA4D):

- Algunos de ellos, excepcionalmente, conectan rígidamente a tierra neutro AT transformadores 110kV/MT;
- Transformación 220/110 kV más cercana en GIRON2D;
- Transformación 132/110 kV en GIRON2D.

En tal circunstancia, el nudo GIRON2D constituye un propagador de huecos entre las redes 220, 132 y 110 kV.

Asimismo, la interconexión más cercana con la red 400 kV tiene lugar en la comarca de Osona (instalación OSON5D) mediante 4 unidades explotadas en paralelo, situación que reduce la impedancia entre redes 400 y 220 kV: los cortocircuitos en red 400 kV se propagan con facilidad al nudo GIRON2D y, desde él, a instalaciones MT subsidiarias de 132 y 110 kV.

Ello justifica el riesgo potencial alto presentado por nudos MT del nordeste.

Observación: adicionalmente, la única interconexión continental 400 kV de Catalunya (circuito OSON5D – ICC400 1) resulta débil; tanto es así que, en determinados escenarios de explotación, los transformadores 400/220 kV ubicados en OSON5D han presentado tendencia a inyectar energía desde red 220 kV hacia red 400 kV continental.

Desde tiempo atrás hasta la fecha de hoy, ha constituido motivo de polémica la construcción de la línea MAT (acrónimo de Muy Alta Tensión; en realidad, un circuito de 400 kV) que constituiría la segunda interconexión de Catalunya con el sur de Francia; técnicamente goza de justificación plena. Mientras se escriben estas líneas (agosto, 2011) se instala una unidad de transformación 400/132 kV en Bescanó (comarca del Gironès) merced a variantes realizadas en circuitos 400 kV ya existentes.

Ello mejorará la situación eléctrica del nordeste, pero supone un intermedio hasta la entrada en explotación del segundo circuito intercontinental.

Comarcas influidas por la producción termonuclear

Volviendo nuevamente a fig. 5.42, obsérvese que las comarcas de l'Alt Camp, el Baix Camp, la Ribera de l'Ebre, el Priorat y la Terra Alta presentan un riesgo potencial moderado. La proximidad eléctrica a las plantas nucleares (auténticas “fuentes fuertes” de tensión, con una producción total de 3150 + j473,9 MVA en escenario) mediante las transformaciones 400/110 kV instaladas en REBRE1PD y BCAMP4PD obvian cualquier justificación.

Comarcas con riesgo potencial medio

Un total de 20; comprenden Barcelona y cinturón metropolitano (Barcelonès, Vallès Occidental, Vallès Oriental, Maresme, Baix Llobregat), Catalunya central y centro – norte (l'Anoia, el Bages, Osona, el Berguedà y la Cerdanya), litoral central (Garraf, Baix Penedès y Tarragonès), litoral sur (el Baix Ebre y el Montsià), así como l'Alt Penedès, la Segarra, la Conca de Barberà, les Garrigues y el Segrià.