



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 8/2011 DE LA CNE SOLICITADO
POR LA SEE SOBRE LA PROPUESTA DE
“CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN
DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS
INSULARES Y EXTRAPENINSULARES”
REMITIDA POR RED ELÉCTRICA DE
ESPAÑA, S.A., EN SU CALIDAD DE
OPERADOR DEL SISTEMA**

14 de abril de 2011

INFORME 8/2011 DE LA CNE SOLICITADO POR LA SEE SOBRE LA PROPUESTA DE “CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES” REMITIDA POR RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A., EN SU CALIDAD DE OPERADOR DEL SISTEMA

De conformidad con lo dispuesto en el punto 1 del apartado Tercero de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía en su sesión celebrada el día 14 de abril de 2011 ha acordado emitir el presente:

INFORME

0 RESUMEN Y CONCLUSIONES

El objeto del presente documento es informar, a solicitud de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el documento "Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares", elaborado por Red Eléctrica de España, S.A., en su calidad de Operador del Sistema (OS), con la participación de las empresas eléctricas radicadas en los sistemas insulares y extrapeninsulares (UNELCO Distribución, UNELCO Generación, GESA Distribución y GESA Generación).

Dicho documento fue remitido a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad para comentarios.

A largo del presente Informe se analiza el documento remitido por el OS y se realizan comentarios al mismo.

1 ANTECEDENTES

Con fecha 15 de junio de 2010 ha tenido entrada en el registro de la Comisión Nacional de Energía (CNE) oficio de la SEE (ANEXO I) por el que se adjunta, para informe preceptivo, la propuesta del OS de Criterios Generales de Protección de los SEIE (CGP-

SEIE) de fecha diciembre de 2005. El oficio viene acompañado de los siguientes documentos:

- Metodología de aplicación (Febrero 2007) (ANEXO II)
- Análisis de los tiempos críticos de cada uno de los SEIE:
 - Análisis de criticidad en los nudos de la Red Eléctrica de Transporte de Gran Canaria (30 de abril de 2006) (ANEXO III)
 - Análisis de criticidad en los nudos de la Red Eléctrica de Transporte de Tenerife (12 de diciembre de 2006) (ANEXO IV)
 - Análisis de criticidad en los nudos de la Red Eléctrica de Transporte de Baleares (30 de diciembre de 2006) (ANEXO V)
 - Análisis de criticidad en los nudos de la Red Eléctrica de Transporte de Lanzarote y Fuerteventura (12 de febrero de 2007) (ANEXO VI)
- Estudio de carencias de protecciones de cada uno de los SEIE:
 - Estudio de Carencias de los Sistemas de protecciones de la Red Eléctrica de Gran Canaria (5 de mayo de 2006) (ANEXO VII)
 - Estudio de Carencias de los Sistemas de protecciones de las Redes Eléctricas de Las Islas Baleares (30 de marzo de 2007) (ANEXO VIII)
 - Estudio de Carencias de los Sistemas de protecciones de la Redes Eléctricas de Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura (30 de marzo de 2007) (ANEXO IX)
 - Estudio de Carencias de los Sistemas de protecciones de la Redes Eléctricas de los Sistemas Menores (30 de abril de 2007) (ANEXO X)

Es preciso señalar que ya con fecha 24 de mayo de 2010 había tenido entrada en la CNE copia del escrito del OS (ANEXO XI), por el que se remite a la Subdirección General de Energía Eléctrica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el documento que constituye los Criterios Generales de Protección de los Sistemas Insulares y Extrapeninsulares, así como su metodología de aplicación, análisis de los tiempos críticos de la red de transporte y estudio de carencias sobre el equipamiento de protecciones existentes.

2 CONSEJO CONSULTIVO

Con fecha 22 de junio de 2010 se remite a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad la propuesta de CGP-SEIE (ANEXO XII) para que hagan llegar las estimaciones que consideren oportunas.

Con fecha 28 de junio de 2010 se recibe comunicación de la Dirección General d'Energia i Mines de la Generalitat de Catalunya, señalando que no formula observaciones respecto a los citados CGP-SEIE (ANEXO XIII).

3 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO “CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES”

El documento objeto del presente informe viene a establecer los Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares a aplicar tanto en la generación como en la red de transporte, transformación y distribución primaria, de modo que aseguren la armonización y coordinación de los criterios particulares establecidos en cada ámbito, minimizando la extensión y las consecuencias de las perturbaciones en cualquier situación previsible de explotación de los distintos sistemas eléctricos, estableciendo un razonable e intrínseco compromiso entre la seguridad y los sistemas de protección de la red.

Los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares presentan unas características tales que hacen que la estabilidad de los mismos sea un problema de primer orden. Se trata de Sistemas de tamaño relativamente pequeño; equipados, total o parcialmente, con grupos generadores de pequeña potencia unitaria que se traduce en Sistemas de baja inercia. Por ello, las variaciones de frecuencia que se producen en caso de perturbaciones son muy superiores a que las que se experimentan en Sistemas fuertemente interconectados como es el Sistema Peninsular. Además, las redes eléctricas presentes en dichos Sistemas Insulares y Extrapeninsulares se encuentran por lo general poco malladas y resultan ser de niveles de tensión inferiores a los de las redes de los Sistemas

interconectados. De igual manera, la menor potencia de cortocircuito, respecto a otros Sistemas más mallados, es otra característica diferencial de los SEIE.

Como en cualquier Sistema eléctrico, los cortocircuitos deberán despejarse de forma adecuada, aun considerando el fallo simple en los sistemas de protección, con el fin de evitar pérdidas de estabilidad, huecos de tensión y disparos no selectivos, que puedan provocar pérdidas de generación o de mercado. También deben evitarse, sobre todo en los generadores, las consecuencias de sobrecargas, asimetrías, etc. Con todo, las perturbaciones originadas en los grupos, tanto las ya citadas, como otras más específicas de la generación (mínima frecuencia, sobreexcitación, etc.), también han de ser eliminadas de manera que el resto del Sistema no resulte afectado, o lo sea de forma mínima.

A modo de repaso de los sistemas de protección, en los Capítulos 1 y 2 del documento que se informa se describen los sistemas utilizados. Mientras en el primero de ellos se abordan las protecciones de red relativas a cortocircuitos; en el segundo se describen las perturbaciones que pueden afectar a una central, así como los sistemas de protección principal y de apoyo que se utilizan para detectarlas y despejarlas.

Finalmente, en el Capítulo 3 se definen los criterios de protección necesarios para que las perturbaciones repercutan mínimamente sobre los Sistemas. De igual forma se expone la metodología a seguir en los estudios que identifican las condiciones críticas para despejar los cortocircuitos.

De manera más detallada, la estructura del documento es la siguiente:

En el Capítulo 1 de **protecciones de red** se analizan los siguientes apartados:

- Protección de líneas:
 - Principios de medida
 - Sistemas de protección
 - Sistema de protección en subalcance con teledisparo
 - Sistema de protección en subalcance permisivo
 - Sistema de protección en subalcance con aceleración

- Sistema de protección en sobrealcance con aceleración
- Sistema de protección en sobrealcance permisivo
- Sistema de protección en sobrealcance a bloqueo
- Sistema de protección en sobrealcance a desbloqueo
- Sistema de protección de comparación direccional
- Protección de barras
- Protección de reactancias
- Protección de fallo de interruptor
- Protección de bancos de condensadores
- Reenganche

En el Capítulo 2 de **protecciones de generación** se analizan los siguientes apartados:

- Faltas a tierra en el sistema de generación y protecciones recomendadas:
 - Protección contra faltas a tierra en el lado de baja tensión del sistema de generación, 64G y 64B
 - Protección contra faltas a tierra, en el transformador principal y lado de alta tensión del sistema de generación:
 - Protección de sobreintensidad en el neutro del transformador principal, 51 NTP
 - Protección de tierra restringida o diferencial de neutro en el transformador principal, 87 NTP
 - Protección de cuba, 50 C
 - Protección contra faltas a tierra en el rotor, 64R
- Faltas entre fases en el sistema de generación y protecciones recomendadas:
 - Protección principal:
 - Diferencial del generador, 87G
 - Protección diferencial del transformador principal o diferencial bloque, 87 TP
 - Protecciones de apoyo:
 - Sobreintensidad, 51
 - Protección de mínima impedancia del generador, 21
 - Protección del lado de alta tensión del transformador principal y enlace con la Red de Transporte:
 - Protección de mínima impedancia, 21 TP

- Protección de sobreintensidad direccional (fases y neutro) 67 TP/67 NTP
- Funcionamientos anormales de la red que afectan a los generadores y protecciones recomendadas:
 - Protección contra sobrecargas en estator y rotor, 49
 - Protección contra carga desequilibrada, 46
 - Protección contra pérdida de sincronismo, 78
 - Protección contra variaciones de frecuencia, 81
 - Protección de mínima tensión de Servicios Auxiliares
- Funcionamientos anormales del generador que producen daños a sí mismo y/o perturban a la red y protecciones recomendadas:
 - Protección contra sobretensiones, 59
 - Protección contra retorno de energía, 32
 - Protección contra pérdida de excitación, 40
 - Protección contra sobreexcitación, V/Hz
 - Protección contra variaciones de frecuencia, 81
 - Protección contra fallo de interruptor, 50 BF
 - Protección contra la energización accidental del generador (50/27)
- Redundancias:
 - Faltas a tierra (64B, 64G y 59N)
 - Faltas entre fases
 - Funcionamientos anormales de la red que afectan al generador
 - Funcionamientos anormales del generador que producen daños a sí mismo y/o perturban la red
 - Equipo auxiliar

En el Capítulo 3 de **criterios generales de protección** se analizan los siguientes apartados:

- Perturbaciones internas a la central
- Cortocircuitos:
 - Definición de conceptos:
 - Red considerada
 - Falta eléctrica

- Elementos del sistema de protección
- Fallo
- Selectividad
- Tiempo de eliminación
- Tiempo crítico de eliminación
- Hueco de tensión
- Protección de apoyo
- Cortocircuitos polifásicos no resistivos:
 - Criterios de redundancia
 - Cortocircuitos polifásicos no resistivos. Tiempo crítico inferior a 500 ms:
 - Cortocircuitos en líneas
 - Cortocircuitos en barras
 - Cortocircuitos en transformadores
 - Cortocircuitos en reactancias
 - Falta entre T/i e interruptor
 - Cortocircuitos polifásicos no resistivos. Tiempo crítico superior a 500 ms:
 - Cortocircuitos en líneas
 - Cortocircuitos en barras
 - Cortocircuitos en transformadores
 - Cortocircuitos en reactancias
 - Protección de apoyo de bancos de condensadores
 - Falta entre T/i e interruptor
 - Cortocircuitos monofásicos no resistivos
 - Cortocircuitos resistivos monofásicos y polifásicos
 - Reenganche en líneas
 - Configuraciones especiales
 - Protección de apoyo:
 - Protección de apoyo de líneas
 - Protección de apoyo de barras
 - Protección de apoyo de transformadores
 - Protección de apoyo de reactancias
 - Protección de apoyo de bancos de condensadores

- Apoyo desde la generación
- Oscilaciones de potencia
- Mínima tensión
- Sobretensión
- Asimetrías
- Variaciones de frecuencia
- Metodología de los estudios que identifican las condiciones críticas de despeje de defectos:
 - Objetivo
 - Alcance
 - Bases del estudio:
 - Planteamiento sistemático
 - Actuación de protecciones:
 - Formas de eliminación de defectos
 - Tiempos de eliminación asociados a los diferentes sistemas de protección
 - Comportamiento del sistema eléctrico
 - Clasificación de los elementos de la red
 - Planteamiento del estudio:
 - Primera fase: Análisis general
 - Segunda fase: Consideración de la topología de la red
 - Análisis de nudos críticos de nivel A
 - Hipótesis y datos de entrada:
 - Reparto de cargas base
 - Comportamiento dinámico de grupos generadores
 - Representación de cómo se comportan las cargas del sistema
 - Protecciones de la red de transporte

4 NORMATIVA APLICABLE

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva

2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- ORDEN de 28 de septiembre de 2005, por la que se fijan los criterios de definición de la red de transporte de energía eléctrica de la Comunidad Autónoma de Canarias y se hace pública la relación de instalaciones que la constituyen.
- Resolución del Director General de Energía en la que se fijan los criterios que determinan la red de transporte eléctrico en la comunidad autónoma de las Illes Balears.
- Procedimiento de Operación 11.1 “Criterios Generales de Protección en la Red Gestionada” aprobado mediante Resolución de 24 de junio 1999 de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimiento de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico, y publicado en el BOE el 3 de julio de 1999.
- Procedimiento de Operación 11.1 “Criterios Generales de Protección” aprobado mediante Resolución de 28 de abril de 2006 de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

5 CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES

En este apartado se analizan los criterios generales de protección adoptados para que la repercusión de las perturbaciones sobre el Sistema sea mínima. Se aborda el estudio para cada tipo de perturbación, a fin de procurar la máxima coordinación de protecciones en el conjunto del Sistema.

Se tratan, en primer lugar, las perturbaciones que, de forma directa, sólo afectan a la generación. Ante las perturbaciones que acaecen en las centrales, las protecciones deben evitar que los grupos desconecten innecesariamente. Este objetivo concurre con el de la continuidad de la producción, abaratamiento de los costes de producción y mantenimiento de la vida remanente de las centrales. Por otra parte las protecciones deben asegurar la actuación requerida ante estas situaciones perturbadas, evitando una evolución que afecte al resto del Sistema.

A continuación se abordan las perturbaciones que afectan al Sistema en su conjunto:

5.1.- CORTOCIRCUITOS

Como criterio general, deben eliminarse en tiempo inferior al crítico y con selectividad, pero se analizan en función del tipo de falta, la ubicación de la misma y la falta simultánea de algún elemento del sistema de protección.

5.1.1.- Red considerada

Se considera el subconjunto del sistema de potencia que la normativa vigente define como red de transporte en cada uno de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Para las redes que no sean calificadas como de transporte, se considera aquella aparte de las mismas en la que una perturbación pueda tener repercusiones importantes sobre todo el Sistema en su conjunto.

5.1.2.- Tiempo de eliminación de un cortocircuito

Es el tiempo que transcurre desde que aparece la intensidad de falta hasta que desaparece. En función de los distintos sistemas de protección actuales, el tiempo de eliminación de las faltas es típicamente del orden de:

- 80 ms/120 ms, con protecciones instantáneas (sin temporización voluntaria) sin/con comunicación

- 250 a 350 ms, con protección de fallo de interruptor
- 400 a 600 ms, con disparos de segunda zona (distancia, subimpedancia)
- 0,9 a 1,3 s, con disparos de tercera zona (distancia, subimpedancia)
- según curva de tiempo, con protecciones que dispongan de dicha característica (en general, protecciones de sobreintensidad de tiempo dependiente)

5.1.3.- Tiempo crítico de eliminación

Se define como el tiempo máximo que puede mantenerse un cortocircuito, sin que se produzca una perturbación crítica para el Sistema en su conjunto por:

- Pérdida de estabilidad de los grupos generadores u oscilaciones entre ellos que afecten a la estabilidad del sistema.
- Pérdidas de mercado significativas, que no sean debidas a la selectividad del sistema de protección o que puedan aparecer por la formación de subsistemas aislados en los que no se hubieran adoptado instrucciones de operación que garantizaran el equilibrio generación-demanda.
- Incumplimiento de los criterios de seguridad estáticos en el régimen permanente después de la perturbación. Se considerará aceptable el caso en que, aunque exista un incumplimiento de este requisito, las variables pudieran ser conducidas operativamente a valores dentro de los criterios de seguridad establecidos.

En los dos primeros casos serán cuantificados y revisados, cuando proceda, en función de la evolución de la red y de los requerimientos del mercado.

5.2.- CORTOCIRCUITOS POLIFÁSICOS NO RESISTIVOS

Son los más graves para la estabilidad del sistema. Su eliminación debe producirse en tiempo inferior al crítico y con selectividad, en ausencia de fallo. Es de aplicación a cualquier tipo de topología constructiva. Se deberán tener en cuenta los siguientes aspectos:

- En lo que se refiere a la faltas entre T/i e interruptor, éstas deben ser eliminadas en tiempo inferior al tiempo crítico y con selectividad, que en este caso conlleva inevitablemente asociada la pérdida de los elementos del sistema de potencia a

ambos lados del interruptor. De forma excepcional se considera que no sea posible la eliminación en tiempo inferior al crítico, si éste es menor de 300 ms. Por último, en lo que respecta a transformadores, condensadores y reactancias, el T/i citado debe entenderse como el de la posición, ubicado junto al interruptor.

- En caso de que falle un único elemento del sistema de protección, también se debe eliminar la falta en tiempo inferior al crítico y con selectividad. No obstante, en configuraciones de simple y doble barra se considera no duplicar la protección diferencial. Con ello, el tiempo de eliminación, en caso de fallo, podría resultar mayor al crítico, en puntos donde éste es menor a 500 ms.
- En caso de fallo de interruptor, quizá no sea posible eliminar la falta en tiempo inferior al crítico, en puntos donde éste es menor a 300 ms.
- En puntos con tiempo crítico mayor a 500 ms, podrá considerarse si, en caso de fallo, sería admisible para el sistema una eliminación no selectiva.
- No se postula el caso de fallo, para faltas entre T/i e interruptor.
- No se postula el caso de doble fallo.
- El descargo de la protección se asimila a la condición de fallo.

5.2.1.- Criterios de redundancia

Dichos criterios de redundancia, junto con los criterios establecidos para eliminar faltas, obligan la mayoría de las veces a duplicar el sistema de protección, bien desde protecciones asociadas al mismo circuito primario o elemento de la red o bien, en otros casos, desde elementos distintos al protegido.

La duplicación del sistema de protección se debe entender con las siguientes matizaciones:

- No se contempla la duplicación completa de los T/i y T/t, ya que tiene implicaciones de ubicación física, coste e incremento de equipamiento en alta. No obstante, deben duplicarse los devanados de intensidad, alimentando cada uno un sistema de protección. Conviene, además, que los sistemas de protección de elementos adyacentes no compartan devanados de intensidad. En cuanto a los de tensión, se admite emplear un solo devanado, en cuyo caso habrá que independizar los

circuitos, convenientemente protegidos, para alimentar cada sistema de protección. Se recomienda separar circuitos desde pie de aparato. De este modo, queda cubierto el fallo en todo el circuito secundario, incluido el cableado.

- En cuanto a la alimentación de corriente continua, debe existir doble batería. En instalaciones existentes también se recomienda. En cualquier caso, debe conservarse independencia en la distribución de circuitos entre ambos sistemas de protección. La existencia de doble batería facilita, adicionalmente, el mantenimiento de las mismas.
- No se contempla la duplicación completa del interruptor de potencia, ya que tiene implicaciones similares a las descritas para los T/i y T/t. No obstante, debe existir doble bobina de disparo en los interruptores, salvo en interruptores existentes en los que no sea posible su instalación. En cualquier caso, se supervisará la continuidad de cada circuito de disparo.
- Debe existir protección de fallo de interruptor, que cubrirá otros fallos (por ejemplo, el de los circuitos de potencia).

5.2.1.1.- Fallo de interruptor

Ante fallo de interruptor, será necesario instrumentar teledisparo al extremo remoto de las líneas en los siguientes casos:

- **Configuraciones de barra simple y de doble barra**, si resultara inaceptable para el Sistema, desde el punto de vista crítico, despejar una falta en barras con apertura en 500 ms del extremo remoto de la línea y eliminando en 120 ms el resto de aportaciones del parque.
- **Configuraciones de interruptor y medio y de anillo**, si resulta inaceptable para el Sistema, desde el punto de vista crítico, despejar una falta en parque con apertura en 500 ms del extremo remoto de la línea y eliminando en 300 ms el resto de aportaciones del parque.

Siempre que el elemento adyacente de calle sea un transformador o una reactancia o un banco de condensadores.

En el caso de dos líneas adyacentes (de calle, en interruptor y medio), si resulta inaceptable para el Sistema, desde el punto de vista crítico, despejar una falta situada en el extremo remoto de la línea con fallo del interruptor central, con apertura en 120 ms del extremo remoto de la línea, eliminando en 300 ms el resto de aportaciones locales salvo la de la línea adyacente y eliminando en tiempo de las protecciones de apoyo la aportación de esta última línea.

También será necesario instrumentar teledisparo si no fuera posible asegurar la eliminación de esta última aportación a través de las protecciones de apoyo. Es recomendable, en cualquier caso, instalar teledisparo para cubrir el fallo en la eliminación de la aportación remota.

5.2.1.2.- Fallo de transformador

En el caso de transformadores, la protección de fallo de interruptor debe actuar sobre el resto de interruptores del transformador.

Cuando las redundancias se establezcan no duplicando el sistema de protección, sino desde elementos distintos al protegido, la independencia entre sistemas de protección es intrínsecamente mayor. En estos casos se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- Estos sistemas de protección de apoyo deben ubicarse preferiblemente en subestaciones remotas a la o las del elemento a proteger, ya que podría producirse el fallo común, sobre todo en lo referente a la alimentación auxiliar. Hay ciertos casos en los que, por razones de selectividad o sensibilidad (líneas en T, líneas muy largas), debe considerarse como alternativa la ubicación local.

La protección de apoyo de trafos a otros elementos no podrá realizarse, en general, desde una subestación remota, por la propia ubicación del transformador. Debe situarse, preferiblemente, en los otros parques asociados al transformador, cuando lo permitan las características constructivas de la subestación.

- Cuando protección y elemento protegido estén ubicados en la misma subestación, el diseño en las alimentaciones de corriente continua debe minimizar la probabilidad de fallo común, aprovechando las posibilidades de existencia de doble batería, doble bobina de disparo, etc.

- La protección de acoplamiento debe alimentarse desde distinta batería que la asociada a la protección diferencial de barras.

5.2.2.- Cortocircuitos polifásicos no resistivos. Tiempo crítico inferior a 500 ms

5.2.2.1.- Cortocircuitos en líneas

Se consideran las posiciones de línea en las que el tiempo crítico, para faltas en salida de línea, es inferior a 500 ms.

5.2.2.1.1.- Falta sin fallo

Los criterios establecidos exigen que la protección de línea disponga de comunicación entre extremos. También es necesario que la protección de línea disponga de comunicación, aunque en el otro extremo el tiempo crítico, con falta local, sea superior a 500 ms.

5.2.2.1.2.- Fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

Los criterios establecidos exigen duplicar el sistema de protección. Es preferible que las protecciones sean de distinto principio, a fin de mejorar la obediencia global. No será necesaria la comunicación entre extremos de la segunda protección, si es aceptable para el Sistema, desde el punto de vista crítico, eliminar una falta situada en el extremo remoto de la línea, con apertura en 120 ms en dicho extremo remoto y 500 ms en el extremo local.

5.2.2.2.- Cortocircuitos en barras

5.2.2.2.1.- Falta sin fallo

Los criterios establecidos exigen, en la práctica, instalar protección diferencial de barras con la suficiente sensibilidad.

En subestaciones con configuración de doble barra y con barra de transferencia, hay que analizar, en cada caso, si es admisible la pérdida de selectividad que se produciría con falta en la barra de transferencia, si no existe protección diferencial específica para la

misma, siendo recomendada su instalación. Se considera la eliminación de faltas en la barra de transferencia con ubicación del T/i no abarcada por el seccionador de transferencia.

Con ubicación del T/i abarcada por el seccionador de transferencia, sería muy complejo, o inviable, evitar la degradación, en selectividad o tiempo de eliminación, del comportamiento del sistema de protección.

En función del criterio de cada empresa, la protección diferencial de barras puede o no dejar imposibilitado el cierre de interruptores tras su actuación. Los procedimientos de desbloqueo, en su caso, deben estar coordinados con los requisitos establecidos en los Planes de Reposición.

5.2.2.2.2.- Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

- Configuración de barra simple: no se considera imprescindible duplicar la protección diferencial. Debe instalarse protección de fallo de interruptor.
- Configuración de doble barra: no se considera conveniente duplicar la protección diferencial, no obstante debe existir una protección asociada al acoplamiento para aislar la barra sana en caso de fallo. Debe instalarse protección de fallo de interruptor. El interruptor de acoplamiento también se equipará con protección de fallo de interruptor.
- Configuración de interruptor y medio: debe duplicarse, localmente, el sistema de protección.

5.2.2.3.- Cortocircuitos en transformadores

Se consideran en este punto los transformadores en los que el tiempo crítico para faltas a la salida del transformador es inferior a 500 ms.

5.2.2.3.1.- Falta sin fallo

Los criterios establecidos exigen, en la práctica, instalar protección diferencial de transformador, con la suficiente sensibilidad, y relé Buchholz para faltas entre espiras o en el tramo del devanado más próximo al neutro, no detectables por la protección diferencial.

5.2.2.3.2.- Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

Los criterios establecidos exigen duplicar el sistema de protección, las soluciones posibles se basan en protecciones propias para faltas internas a la máquina y protecciones de sobreintensidad y/o distancia para faltas externas a la máquina, pero internas a la zona delimitada por los interruptores del trafo. No obstante, habrá casos en que puede ser necesario instalar una segunda protección diferencial en función de las magnitudes aportadas desde otro nivel de tensión distinto al de la falta y la dificultad de coordinar las protecciones de salida de línea.

5.2.2.4.- Cortocircuitos en reactancias

Se consideran las reactancias en las que el tiempo crítico, para faltas en bornas de alta, es inferior a 500 ms. Todas las protecciones asociadas a la reactancia, propias y externas, deben, asegurando la integridad de la máquina, comportarse selectivamente con las protecciones del entorno en el caso de cortocircuitos en la red externa, aun en caso de fallo simple de las protecciones del entorno.

5.2.2.4.1.- Falta sin fallo

Los criterios establecidos recomiendan, en la práctica, la instalación de protección diferencial de reactancia, con la suficiente sensibilidad.

5.2.2.4.2.- Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

Los criterios establecidos exigen duplicar el sistema de protección, con posibles soluciones de protección distintas a la diferencial, basadas en protecciones propias para faltas internas a la máquina y protecciones de sobreintensidad para faltas externas a la máquina pero internas a la zona delimitada por el o los interruptores de la reactancia.

5.2.2.5.- Cortocircuitos en bancos de condensadores, en los que el tiempo crítico, para faltas en la entrada de alta tensión, es inferior a 500 ms

Todas las protecciones asociadas a los condensadores, propias y externas, deben, asegurando la integridad del banco, comportarse selectivamente con las protecciones del

entorno en el caso de cortocircuitos en la red externa, aun en caso de fallo simple de las protecciones del entorno.

5.2.2.5.1.- Falta sin fallo

Los criterios aconsejan la instalación de protección diferencial del banco de condensadores, con la suficiente sensibilidad.

5.2.2.5.2.- Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

Los criterios establecidos exigen duplicar el sistema de protección siendo posibles soluciones de protección distintas a la diferencial, basadas en protecciones propias para faltas internas al banco de condensadores; y protecciones de sobreintensidad para faltas externas al banco de condensadores, pero internas a la zona delimitada por el o los interruptores de dicho banco de condensadores.

5.2.2.6.- Faltas entre T/i e interruptor

Se tratan los distintos casos en función de la configuración del parque y de la ubicación del T/i.

En algún caso de los analizados, no es posible la eliminación de la falta en tiempo inferior al crítico si éste es inferior a 300 ms. Sí lo sería si se instalasen T/i a ambos lados del interruptor pero se desaconseja esta medida por razones de coste y por la baja probabilidad de que ocurra este tipo de falta.

5.2.3.- Cortocircuitos polifásicos no resistivos

Si el tiempo crítico es superior a 500 ms, sería admisible eliminar una falta próxima a barras, desde el punto de vista del tiempo, por segundas zonas alejadas y apoyo de trafos, siempre que éstos lo hicieran en un tiempo inferior al crítico. No obstante, se produciría pérdida de selectividad (salvo en el caso de falta en barras en embarrado simple). Por otra parte, al alejarse la falta de la barra, las aportaciones intermedias ponen en entredicho la actuación de dichas segundas zonas y apoyo de trafos, e incluso, de las terceras zonas alejadas, no asegurándose, quizá la detección de la falta.

En base a estas consideraciones, se establece el siguiente criterio: si falla algún elemento del sistema de protección, se podrá admitir la pérdida de selectividad, siempre que se asegure la eliminación de la falta y no afecte sensiblemente a generación, mercado o transporte, salvo algunas excepciones.

5.2.3.1.- Cortocircuitos en líneas

5.2.3.1.1.- Falta sin fallo

Para procurar la selectividad de las protecciones de apoyo de otras líneas, acoplamiento y máquinas, el tiempo de eliminación desde cada extremo debe ser instantáneo en el 80% de la línea.

5.2.3.1.2.- Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

- Si en el extremo remoto de la línea el tiempo crítico es inferior a 500 ms, habrá que analizar para cada caso, desde el punto de vista crítico, la necesidad de comunicación en el segundo sistema de protección.
- Si en el extremo remoto de la línea el tiempo crítico es superior a 500 ms, o siendo inferior, es un tiempo no incluido en el apartado anterior:
 - Configuraciones de barra simple y doble barra: debe analizarse cada caso, pero en general, los criterios establecidos exigen duplicar el sistema de protección. En cualquier caso, ello será necesario si, ante fallo del sistema de protección, no pudiera asegurarse la eliminación con pérdida exclusiva del propio parque.
 - Configuraciones de interruptor y medio o de anillo, se duplicará el sistema de protección para asegurar la selectividad, siendo preferible que las protecciones sean de distinto principio para mejorar la obediencia global.

5.2.3.2.- Cortocircuitos en barras

5.2.3.2.1.- Falta sin fallo

- Configuraciones de interruptor y medio, los criterios establecidos exigen instalar protección diferencial de barras.
- Configuraciones de barra simple y de doble barra, hay que analizar cada caso, pero en caso de que en la configuración de doble barra no se pueda coordinar la

protección de acoplamiento con las de línea, la protección diferencial de barras será necesaria.

- Configuraciones de doble barra y con barra de transferencia, hay que analizar, en cada caso, si es admisible la pérdida de selectividad que se produciría con una falta en la barra de transferencia, si no existe protección específica para la misma.

5.2.3.2.2.- Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

- Configuraciones de barra simple y de barra doble sin diferencial de barras, habrá que analizar cada caso, siendo necesario instalar protección diferencial de barras si, ante el fallo de alguna de las segundas zonas alejadas de líneas o de apoyo de trafos, no pudiera asegurarse la eliminación según los criterios establecidos.
- Configuraciones de barra simple y de doble barra con protección diferencial, el fallo de algún elemento implicará eliminar por la protección de acoplamiento, segundas zonas alejadas de líneas y apoyo de trafos. Ello con pérdida de, al menos, todos los elementos de una barra.
- Configuraciones de interruptor y medio: debe instalarse protección de fallo de interruptor, para asegurar la selectividad ante dicha contingencia.

5.2.3.3.- Cortocircuitos en transformadores

5.2.3.3.1.- Falta sin fallo

En la mayoría de los casos, los criterios establecidos exigirán instalar protección diferencial con la suficiente sensibilidad. El tiempo de eliminación, desde cada nivel de tensión de la red considerada, debe ser instantáneo, al menos, hasta un porcentaje suficiente del transformador.

5.2.3.3.2.- Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

- Faltas internas: para poder detectarlas es necesario duplicar el sistema de protección de las mismas.
- Faltas externas:
 - Configuraciones de barra simple y doble barra, debe analizarse en cada caso la necesidad de duplicar el sistema de protección ante faltas externas. En cualquier caso, es recomendable, por implicar un coste incremental pequeño.

- Configuraciones de interruptor y medio, se duplicará el sistema de protección ante faltas externas asegurándose la selectividad.

5.2.3.4.- Cortocircuitos en reactancias

5.2.3.4.1.- Falta sin fallo

Se recomienda instalar protección diferencial de reactancia con la suficiente sensibilidad. El tiempo de eliminación debe ser instantáneo, al menos, hasta un porcentaje suficiente de la reactancia, desde bornas de alta.

5.2.3.4.2.- Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

- Faltas internas, debe duplicarse su sistema de protección.
- Faltas externas:
 - Configuraciones de barra simple y doble barra, debe analizarse caso a caso. Se recomienda por suponer un coste incremental pequeño.
 - Configuraciones de interruptor y medio, se duplicará el sistema de protección ante faltas externas.

5.2.3.5.- Faltas entre T/i e interruptor

Se tratan, los distintos casos, en función de la configuración del parque y de la ubicación del T/i.

5.2.4.- Cortocircuitos monofásicos no resistivos

Por lo general serán menos críticos respecto al tiempo de eliminación (>500 ms), aunque no respecto a la selectividad. Se han desarrollado los criterios de protección aplicados a faltas polifásicas. Este desarrollo, junto con ciertos criterios adicionales específicos, es aplicable para cortocircuitos monofásicos.

En el caso de líneas se establecen los siguientes criterios:

- Para todas las líneas de transporte, se recomienda, en ausencia de fallo, un tiempo de eliminación instantáneo en el 100% de la línea.
- Si falla simultáneamente algún elemento del sistema de protección, el tiempo de eliminación debe ser, como máximo, del orden de 1 s, y la eliminación selectiva.

- En líneas aéreas, el disparo debe ser monofásico:
 - Si se compromete la estabilidad, el mantenimiento del sincronismo o la evacuación de generación.
 - En los casos en que sea posible el reenganche tras falta monofásica, pero no polifásica.
 - En cualquier caso, en la red de 220 kV.

5.2.5.- Cortocircuitos resistivos monofásicos y polifásicos

Al no ser tan críticos, ni excesivamente frecuentes, debe preverse su eliminación selectiva, sin postular fallo simultáneo.

Las faltas en parque, tanto mono como polifásicas son, habitualmente, de baja resistencia. Las faltas internas a transformadores y a reactancias pueden ser resistivas y de baja intensidad. Las protecciones diferenciales y las protecciones propias de estas máquinas deben tener la sensibilidad necesaria para su detección.

En lo que se refiere a faltas resistivas en líneas, la experiencia indica que son habitualmente poco resistivas y no plantean problemas de detección. Sí es posible el caso de falta bifásica con resistencia, si bien el caso realmente desfavorable es el de doble falta a tierra, al considerar que cada una de las dos faltas monofásicas tenga cierta resistencia. Esta configuración de falta se eliminará a través de las unidades monofásicas de los relés. Con todo, se recomienda que la compensación resistiva del sistema de protección, para faltas entre fases, sea la máxima posible, sin que se produzcan operaciones intempestivas en condiciones de explotación.

Se deben detectar faltas monofásicas resistivas de hasta 150 Ω en el sistema de 220 kV, a eliminar en el menor tiempo posible. La característica de actuación podrá ser de tiempo inverso. La eliminación debe ser selectiva.

5.2.6.- Reenganche en líneas

En líneas aéreas, las condiciones y criterios de reenganche deberán adaptarse a los requerimientos de explotación y estabilidad de la red:

- Se dispondrá de reenganche en todas las líneas, salvo líneas en antena de generación, o en antena a clientes industriales, a analizar individualmente.
- Se intentará el reenganche tras falta monofásica. El reenganche será monofásico o trifásico, en función del tipo de disparo, mono o trifásico, establecido. Se intentará reenganche trifásico tras falta polifásica si el sistema lo permite.
- Se tendrán en cuenta las limitaciones impuestas por los grupos de generación. En reenganches trifásicos será el extremo más alejado de los grupos el que envíe tensión, cerrando el otro extremo con comprobación de sincronismo.

En parques con configuración de interruptor y medio, se recomienda que la actuación de la protección diferencial de barras bloquee los reenganchadores de las líneas conectadas a la barra en cuestión. Con defecto en un T/i, se impedirá así la posible reconexión con falta en barras.

5.2.7.- Configuraciones especiales

Se citan las que pueden ser problemáticas para detectar y eliminar los cortocircuitos. Las líneas cortas, dobles circuitos, líneas multiterminales y líneas compuestas pueden presentar cierta problemática sobre sus sistemas de protección. Como referencia se cita el documento “Application Guide on Protection of Complex Transmission Network Configurations. CIGRE SC34. WG04, May 1991”.

En cualquier caso, los sistemas de protección de estos elementos deben adecuarse a los criterios de protección definidos, siempre que la tecnología lo permita.

5.2.8.- Protección de apoyo

Se tratan los criterios de protección de apoyo desde elementos distintos al protegido pues, independientemente de las redundancias establecidas, se puede registrar el fallo completo de una posición.

- Ante cortocircuitos no resistivos, los elementos de la red considerada deben disponer de sistema de protección de apoyo, asociado a posiciones distintas a las del propio elemento.
- Los sistemas de protección de apoyo, tanto locales como remotos, deben ser selectivos en ausencia de fallo.
- Se procurará que la selectividad y tiempo de eliminación del sistema de protección de apoyo sean lo mejor posibles.

5.2.8.1.- Protección de apoyo de líneas

La realizan desde cada extremo,

- Las posiciones remotas del resto de líneas (protecciones de distancia, unidades de arranque de protecciones unitarias, direccionales de neutro, etc.)
- Los apoyos de transformadores (relés de sobreintensidad, protecciones de distancia, etc.)

Desde cada extremo, el sistema de protección de apoyo debe cubrir un porcentaje razonable de la línea: aquél en el que se estime que un agente externo pueda provocar cortocircuito y fallo del o de los sistemas de protección de la misma. En general, el sistema de protección de apoyo no podrá cubrir la totalidad de la línea. Por ello, para faltas en línea, en cada extremo debe asegurarse que alguno de los sistemas de protección de la misma pueda actuar de forma independiente del extremo remoto.

Los sistemas de protección de apoyo, desde transformadores, deben actuar selectivamente, aún si falla la comunicación del sistema de protección de la línea.

5.2.8.2.- Protección de apoyo de barras

Se realiza desde,

- Los extremos remotos de líneas (protecciones de distancia, unidades de arranque de protecciones unitarias, direccionales de neutro, etc)
- Los apoyos de transformadores (relés de sobreintensidad, protecciones de distancia)

Todos los embarrados de la red considerada deben disponer de protección de apoyo.

5.2.8.3.- Protección de apoyo de transformadores,

Se realiza desde,

- Las líneas que confluyen al parque
- Otros transformadores del propio parque

Desde cada nivel de tensión, no podrá asegurarse, muchas veces, que el sistema de protección de apoyo pueda despejar faltas internas a la máquina, o situadas en otros niveles de tensión del transformador. Ello debido a la impedancia de la máquina y a posibles aportaciones de terciarios u otros devanados. En este caso:

- Desde cada nivel de tensión, la protección de apoyo debe cubrir, al menos, un porcentaje suficiente de los devanados del transformador. Así, un cortocircuito externo a éstos, que puede provocar el fallo de los sistemas de protección asociados a la celda del transformador, estará cubierto completamente, desde su nivel de tensión, por el sistema de apoyo.
- Debe existir protección de apoyo local de celda (sobreintensidad y/o distancia) que cubra:
 - El resto del devanado del transformador
 - Las faltas en los otros niveles de tensión, internas a la zona delimitada por los interruptores del trafo

5.2.8.4.- Protección de apoyo de reactancias

La protección de apoyo de reactancias se realiza desde las líneas que confluyen al parque y desde los transformadores del propio parque.

Habitualmente, el sistema de protección de apoyo no podrá detectar faltas en un cierto porcentaje del lado de neutro de los devanados de la reactancia. Si esto ocurre,

- La protección de apoyo desde otros elementos del parque debe cubrir, al menos, un porcentaje suficiente de los devanados de la reactancia.
- Debe existir protección de apoyo local de celda capaz de detectar las faltas no cubiertas por el sistema de protección de apoyo.

5.2.8.5.- Apoyo desde la generación

La mayoría de los relés de protección de que dispone una central están destinados a proteger de manera instantánea las máquinas que forman el equipamiento de la misma. Sin embargo, existen otras protecciones que sirven de apoyo a las protecciones de la red externa, como son:

- Sobreintensidad neutro transformador principal (51NTP). Su actuación será temporizada, normalmente con característica de tiempo inverso. Debe calcularse según el criterio de actuar en un tiempo no inferior a la 3ª zona de los relés de las líneas, incluso en caso de tener una sola de ellas en servicio.
- Mínima impedancia del generador (2ª zona) (21G) y mínima impedancia del lado de alta del transformador principal (zona inversa) (21TP). En el caso de que las protecciones de mínima impedancia del generador participen en el apoyo a faltas en la red externa, su alcance cubrirá la primera zona de la línea más corta que sale del parque, considerando las aportaciones intermedias que actuarán en este caso en tiempo de tercer escalón.
- Sobreintensidad generador (51). Las protecciones de sobreintensidad del generador serán de característica de tiempo inverso o tiempo independiente.

5.3.- OSCILACIONES DE POTENCIA

Las oscilaciones de potencia tienen lugar como consecuencia de los cortocircuitos, aperturas de interruptores en la red y determinadas condiciones de operación, debido a la ruptura del equilibrio generación-carga existente antes de la perturbación. Así pues, se entra en un período transitorio, en el que los generadores mediante sus reguladores de carga y tensión, tienden a adaptarse al nuevo estado de equilibrio.

El criterio deseable en los grandes grupos debe ser el de mantenerse ante oscilaciones de potencia que no impliquen pérdida de sincronismo, disparando sólo si existe peligro para el grupo o el transformador.

En aras a facilitar la reposición, y siempre que la central esté diseñada para ello, se recomienda disparar el interruptor de alta tensión y quedar sobre los servicios auxiliares; sino, el regulador de carga de turbina y el de tensión del alternador se posicionarán para

un nuevo ciclo de arranque. Se considera más favorable el disparo desde el primer deslizamiento polar, atendiendo siempre a las especificaciones del generador y los requerimientos del sistema eléctrico de que se trata. En cada caso, se calcularán los ajustes de la protección de pérdida de estabilidad para sus valores resistivos, así como los temporizadores asociados. Como criterio general, se tomará el alcance reactivo hasta la mitad de la línea más corta que parta de la central de estudio.

En caso de pérdida de sincronismo debido a la falta de excitación de un alternador, será la propia protección de pérdida de excitación (40) la encargada de separar de la red el alternador en defecto. Se debe temporizar su característica externa, para evitar disparos con penduleos recuperables. Esta protección puede disponer de una alarma para informar al operador de una situación de baja excitación, que puede perjudicar a la máquina u originar inestabilidad. Ello le permitirá corregir dicha situación, antes de que desconecte la máquina.

Los relés de mínima tensión, de sobreintensidad y de distancia son sensibles al fenómeno de oscilación. Por ello, deben tomarse las medidas oportunas para evitar su disparo, con temporización de su actuación los primeros, y con unidades específicas de bloqueo los relés de distancia.

5.4.- MÍNIMA TENSIÓN

En este apartado se trata, exclusivamente, el fenómeno de huecos de tensión producidos por los cortocircuitos, dado que afectan a los motores de los servicios auxiliares de las centrales.

Para el caso de centrales térmicas, los estudios de estabilidad darán como resultado unos tiempos críticos de disparo, para las protecciones del parque y de las líneas que parten de la central, por debajo de los cuales no se repercute sobre la generación. Por tanto, el equipamiento garantizará que los tiempos de despeje de faltas en la red, incluyendo fallo del interruptor, sean inferiores al tiempo que soportan los servicios auxiliares el hueco de tensión. De esta forma, el hueco de tensión debido a las mismas no producirá trastorno alguno en los motores de los servicios auxiliares de la central.

5.5.- SOBRETENSIÓN

Las sobretensiones del sistema pueden ser:

- transitorias rápidas, de maniobra o de origen atmosférico
- de régimen permanente, por defectos de regulación en las centrales o por maniobras anómalas de reposición de la red

Los relés de sobretensión deben ajustarse, durante tiempo limitado, por encima de la máxima sobretensión posible en operación que se considere normal.

En centrales se utilizan relés de sobretensión con dos escalones de actuación. El primero es instantáneo, y se ajusta aproximadamente a 1,4 veces la tensión nominal. El segundo se ajusta entre 1,10 y 1,20 veces la tensión máxima de servicio, y puede ser de tiempo fijo o de característica de tiempo inverso.

La protección contra sobreexcitación debe coordinar su actuación con la protección de sobretensión del generador.

5.6.- ASIMETRÍAS

La rotura de un conductor, así como el falso cierre de un polo de un interruptor ó seccionador, supone un desequilibrio de carga entre fases, que puede causar graves calentamientos en la superficie del rotor, especialmente en los pasadores de apriete de los paquetes de chapa y en los zunchos metálicos de los extremos.

Estas condiciones aparecen también en las faltas a tierra y en cortocircuitos bifásicos. Pero, en estos casos, la magnitud de la corriente es superior a la nominal, y el defecto es aislado rápidamente por otros relés.

Los interruptores con mando unipolar deben disponer de relé de discordancia de polos, duplicado en líneas cercanas a centrales. El ajuste debe ser el menor posible, pero siempre por encima del tiempo de reenganche monofásico.

La protección de generadores contra cargas desequilibradas, no deberá actuar en las faltas y reenganches monofásicos que se produzcan en la red exterior. Tampoco debe hacerlo antes que los relés de discordancia de polos. En generadores se recomienda duplicar la protección contra cargas desequilibradas.

5.7.- VARIACIONES DE FRECUENCIA

El fenómeno de variación de frecuencia es consecuencia de la aparición de un desequilibrio generación-demanda en el Sistema. Las pequeñas variaciones de frecuencia son corregidas por el estatismo de los reguladores de carga de los generadores, que se adaptan a la nueva carga.

Las protecciones son necesarias para perturbaciones ante las cuales la regulación primaria no es capaz de responder adecuadamente.

Ante estas circunstancias de mínima frecuencia, la protección principal está en la red, que deberá disponer de relés de frecuencia con diversos escalones de disparo de cargas, en función de la magnitud de bajada de frecuencia. El objetivo del deslastre de cargas es evitar la caída de la frecuencia a valores inadmisibles.

Se establece que cada sistema insular y extrapeninsular español tendrá definido su Plan de Deslastre particular, que se actualizará periódicamente en función de las necesidades y modificaciones de cada sistema. Los sistemas interconectados deben coordinar sus Planes de Deslastre, teniendo en cuenta los estados de las interconexiones.

Los valores establecidos se corresponden con su Plan de Deslastre, en escalones decrecientes de frecuencia, y/o derivada de frecuencia, asignando a cada uno de ellos una potencia a deslastrar y una temporización asociada. En los deslastres se considerará la conveniencia de desconectar la compensación de reactiva asociada a las cargas desconectadas.

Además, en determinadas centrales distribuidas por la red podrán existir relés de mínima y máxima frecuencia para proteger cargas próximas que puedan quedar en isla con ellas. Estos sistemas se deben coordinar con el Plan de Deslastre.

La protección de apoyo, ante circunstancias de mínima frecuencia, es la de los propios grupos. Está basada en relés de mínima frecuencia, temporizados, que habitualmente dan disparo al grupo. El objetivo de estos relés es guardar la integridad de los equipos y la seguridad de la central. Al mismo tiempo, deben evitar el disparo ante situaciones recuperables, lo cual es compatible habitualmente con los requisitos de integridad y seguridad citados. Se recomienda cuidar el diseño del esquema de protección de mínima frecuencia para asegurar:

- la cobertura ante el disparo y/o disparo intempestivo de los relés
- el funcionamiento adecuado de éstos

Habitualmente, los generadores térmicos llevan protección de mínima frecuencia para proteger la turbina. Los servicios auxiliares de los grupos térmicos no suelen disponer de relés de mínima frecuencia, protegiéndose los motores con relés térmicos o de sobrecarga.

Debe existir coordinación entre los reguladores de grupos, los relés de deslastre de cargas y las protecciones de mínima frecuencia de grupos.

Los relés de mínima frecuencia deben ser insensibles a oscilaciones de potencia y a situaciones de mínima tensión. En general, no habrá problema de coordinación con los relés de sobreexcitación pues no suele producirse este fenómeno en las bajadas de frecuencia.

En cuanto a la sobrefrecuencia, ocurre cuando hay exceso de generación.

En puntos singulares del sistema, existen lógicas de teledisparo de grupos ante pérdida parcial de sus vías de evacuación. Son medidas preventivas para evitar situaciones locales de sobrefrecuencia, que conllevarían pérdidas mayores de generación.

Los grupos térmicos suelen estar equipados con relés de sobrefrecuencia para protección de la turbina o del motor diesel. También lo están los grupos hidráulicos, al poder alcanzar velocidades altas en un rechazo de carga.

Generalmente, los ajustes de los relés de sobrefrecuencia son muy superiores a los transitorios de red. Los ajustes deben asegurar el no disparo ante condiciones recuperables, tales como transitorios tras un deslastre de cargas o durante un teledisparo de grupos.

5.8.- METODOLOGÍA DE LOS ESTUDIOS QUE IDENTIFICAN LAS CONDICIONES CRÍTICAS DE DESPEJE DE DEFECTOS

El objetivo de este tipo de estudios es identificar las condiciones ideales de eliminación de defectos (tiempo de despeje y selectividad) en los diferentes elementos de la red de una zona geográfica concreta. Sin embargo, bajo el punto de vista de evaluar los efectos de las condiciones de despeje de defectos, se puede restringir los análisis, en una primera fase, a los embarrados, ya que, las líneas interconectarán siempre embarrados, por lo que sus condiciones de despeje van a estar directamente ligadas a las correspondientes a sus embarrados extremos (condicionadas al extremo más exigente). Por su lado, los transformadores estarán igualmente condicionados por los requisitos de los embarrados que interconectan. Finalmente, y para las reactancias, cabe indicar que sus condiciones de despeje estarán directamente relacionadas con las correspondientes al embarrado al que están conectadas.

Bajo el punto de vista del nivel de tensión de los elementos de la red deberán aplicarse, fundamentalmente, en los niveles de transporte: 220, 132 y 66 kV.

En el nivel de 220 kV evacuan normalmente los grupos de gran potencia relativa (centrales de ciclo combinado y de vapor). En las redes de 132 y 66 kV, aparte de evacuar otros grupos generadores del área, se concentran importantes centros de transformación y de alimentación a consumo.

Además, en casos muy concretos, Sistemas de menor tamaño, será necesario extender la aplicación a embarrados de los niveles inferiores de tensión, localizados en zonas con gran concentración de producción y/o consumo. En particular, el análisis se debe extender a aquellos nudos de niveles de tensión donde la falta pudiese tener afectación sobre la generación e interconexiones submarinas.

La metodología persigue un planteamiento sistemático que permita identificar para cada embarrado de un área geográfica concreta, las condiciones de despeje que evitan cualquier tipo de repercusión sobre el Sistema eléctrico (condiciones ideales de despeje) y conocer los efectos asociados a otras condiciones de despeje menos exigentes.

En los elementos de una zona geográfica concreta, las condiciones de despeje se analizarán por etapas, mediante simulación dinámica de contingencias de cortocircuito. En la primera fase, en la que no se tendrán en cuenta la topología de las subestaciones, se analizará cómo repercute despejar faltas por protecciones de apoyo remoto en tiempos típicos de segunda zona (500 ms). Posteriormente, en una segunda fase, donde no sea admisible eliminar por protecciones de apoyo en tiempo típico de segunda zona, se estudiará cómo repercute despejar por las protecciones de apoyo local. Ello considerando la topología concreta de la subestación. Se identificarán, en última instancia, los tiempos concretos que evitarían cualquier tipo de repercusión sobre el Sistema (condiciones ideales de despeje).

Posteriormente, donde sea admisible despejar por protecciones de apoyo remoto en tiempos típicos de segunda zona (500 ms), se estudiarán los efectos de condiciones muy específicas de eliminación, como son por protecciones de apoyo de transformadores y despejes en tercera zona. También se considerará la topología concreta de la subestación.

Los estudios de simulación dinámica se deben aplicar sobre unos ficheros de reparto de cargas, que reflejen las condiciones normales de explotación del Sistema eléctrico en estudio, y que cuenten con un nivel de representación adecuado para el tipo de análisis

que se pretende realizar. Por todo ello, se toman como base casos que reflejen las situaciones extremas de punta y valle anuales del Sistema eléctrico objeto de estudio. En el caso concreto del escenario de valle, se analizarán los descargos existentes, y se incorporarán los cambios necesarios para que el caso sea verdaderamente representativo de una condición de red tipo.

Con carácter general, se supervisarán en el estudio las magnitudes controladas por los principales dispositivos de protección instalados en los grupos generadores y que puedan llegar a provocar su desconexión de la red. Para los relés de mínima tensión de los servicios auxiliares, grupos generadores y reguladores asociados, se utilizarán los modelos y datos dinámicos proporcionados por el agente o modelos estándar contrastados con incidentes reales, modelos que deberán incluir una representación de los deslastes de cargas-teledisparos y/o relés de mínima frecuencia instalados en el Sistema.

También con carácter general, en la cargas se considerará una característica global de intensidad constante para la potencia activa, e impedancia constante para la potencia reactiva. De igual forma, es conveniente modelar el comportamiento de las cargas de servicios auxiliares de las centrales y las desconexiones de mercado por mínima tensión.

Por último, se incorporarán modelos de vigilancia de la impedancia aparente vista desde extremos de ramas y de detección de posibles condiciones de pérdida de sincronismo.

6 APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES

La aplicación de los criterios generales de protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares tiene como objeto identificar el grado de adecuación de las instalaciones con los criterios generales de protección acordados por las empresas del sector radicadas en dichos Sistemas.

Como primera fase de su aplicación se aborda el análisis de cortocircuitos no resistivos en nudos con tiempo crítico menor a 1 segundo, por considerarse prioritario para la seguridad de los distintos Sistemas.

Tanto en la clasificación de nudos como en el análisis del grado de adecuación se han considerado cortocircuitos trifásicos, quedando con ello cubiertos los distintos tipos de cortocircuitos no resistivos. A este respecto, en los documentos del Grupo de Análisis de la Red Crítica donde se analiza el efecto sobre el Sistema de cortocircuitos de menor severidad, puede deducirse que el tiempo crítico asociado a cortocircuitos menos severos es igual o superior al asociado a cortocircuitos trifásicos. Por otra parte, los sistemas de protección previstos ante cortocircuitos trifásicos no resistivos están en general equipados y/o tienen una respuesta similar ante otros tipos de cortocircuitos no resistivos, analizándose de forma individual los casos donde no resulta válida esta hipótesis.

Para la identificación de los nudos con tiempo crítico menor a 1 segundo se han utilizado los criterios establecidos en el documento de Criterios Generales de Protección, los estudios recogidos en los documentos del Grupo de Análisis de Red Crítica y los criterios adicionales aquí definidos.

Los Criterios Generales de Protección de los SEIE tratan las distintas perturbaciones que pueden afectar a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. En cambio, el objeto de la Metodología de Aplicación de dichos Criterios Generales de Protección es describir el proceso de aplicación de los mismos a los distintos Sistemas eléctricos a los que sea aplicable, estableciendo las dotaciones de los sistemas de protección requeridos, determinando las carencias existentes de los sistemas de protección actuales, donde las hubiera, y facilitando la realización de un calendario de adecuación de las instalaciones que lo precisen.

La metodología persigue un planteamiento sistemático que lleve a la identificación, para cada embarrado de un área geográfica concreta, de las condiciones de despeje que evitan cualquier tipo de repercusión sobre el Sistema eléctrico (condiciones ideales de

despeje) así como al conocimiento de los efectos asociados a otras condiciones de despeje menos exigentes.

En la primera fase, en la que no se tienen en cuenta la topología de las subestaciones, se analiza cómo repercute despejar faltas por protecciones de apoyo remoto en tiempos típicos de segunda zona (500 ms). Posteriormente, en una segunda fase, en los casos en los que no es admisible eliminar por protecciones de apoyo en tiempo típico de segunda zona, se estudia cómo repercute despejar la falta mediante las protecciones de apoyo local considerando, ahora sí, la topología concreta de la subestación. Se identifican, en última instancia, los tiempos concretos que evitarían cualquier tipo de repercusión sobre el Sistema (condiciones ideales de despeje).

Así pues, como punto de partida se plantean las simulaciones de cortocircuitos trifásicos francos en barras, alimentados desde todas las posiciones durante el tiempo típico de despeje de defectos en segunda zona (500 ms) con las que se establecerá una primera clasificación de nudos críticos y no críticos. Sobre los nudos críticos se realizan simulaciones adicionales hasta conocer las condiciones de despeje en las que cualquier defecto no tenga repercusiones inadmisibles sobre el Sistema eléctrico. El conjunto de nudos a analizar en la siguiente fase se limita a aquéllos donde la condición de despeje evaluada ha provocado alguna repercusión no admisible en el Sistema eléctrico.

Dentro de las perturbaciones inadmisibles se identifican los siguientes casos:

- Pérdida de sincronismo entre generadores, excepto en el caso en el que, individualmente pierdan el sincronismo respecto al resto del Sistema eléctrico.
- Pérdidas de mercado significativas que no sean debidas a la selectividad del sistema de protección, o que pudieran aparecer por la formación de subsistemas aislados en los que no se hubieran adoptado instrucciones de operación que garanticen el equilibrio generación-demanda (del 10 %, respecto a la potencia existente en la red).
- Incumplimiento de los criterios de seguridad estáticos en el régimen permanente, después de la perturbación. Se considerará aceptable el caso en que, aunque exista

un incumplimiento de este requisito, las variables pudieran ser conducidas operativamente a valores dentro de los criterios de seguridad establecidos.

Por último se establece que en los casos en que no es posible garantizar la eliminación de la falta a tiempo inferior al crítico cuando éste es menor o igual a 300 ms, aún con el equipamiento máximo previsto en los Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, habría que analizar otras soluciones diferentes a los sistemas de protección si se quiere reducir la probabilidad de repercusión de la falta en el Sistema eléctrico.

6.1.- CRITICIDAD DE LAS REDES

6.1.1.- Definición del grado de criticidad

Se define el grado de criticidad como el nivel requerido de protección, y se determina en función del valor del tiempo crítico, del tipo de instalación y de la topología de la red. Los criterios de redundancia vienen a ser:

2SP/2C	Dos sistemas de protección con comunicaciones independientes. No incluye teledisparo por fallo de interruptor. Puede resolverse con dos sistemas de telecomunicación sin elementos comunes, con soluciones alternativas que también aseguren el comportamiento requerido.
2SP/2C+TD	Idéntico a 2SP/2C pero incluyendo teledisparo por fallo de interruptor.
2SP/1C	Dos sistemas de protección independientes, con un sistema de comunicación.
2SP/1C+TD	Idéntico a 2SP/1C salvo en que sí incluye teledisparo por fallo de interruptor.
2SP	Dos sistemas de protección. De aplicación a barras, líneas, transformadores, condensadores y reactancias. Incluye disparo al resto de interruptores por fallo de interruptor en el caso de transformadores.

1SP+2SPI	De aplicación a transformadores y reactancias. El segundo sistema de protección cubre las faltas internas a la máquina e incluye protección de fallo de interruptor.
1SP/1C	Un sistema de protección con comunicación.
1SP	Un sistema de protección, sin comunicación en el caso de líneas.
1SP+FI	Un sistema de protección, sin comunicación en el caso de líneas, más fallo de interruptor como segundo sistema de protección.
1SP+ACP	Un sistema de protección de acoplamiento como segundo sistema de protección
1SP+ACP+FI	Un sistema de protección más protección de acoplamiento y fallo de interruptor como segundo sistema de protección. Incluye protección de fallo de interruptor para el acoplamiento.
1SP/BT	De aplicación a barras de transferencia. Un sistema de protección, que puede ser común con el de barras principales. Incluye teledisparo.
ACP	Protección de acoplamiento.
*	De aplicación a cualquier grado de criticidad. Indica que se están realizando estudios para definir un grado de criticidad menos severo.
EM	Posición equipada de acuerdo al grado de criticidad máximo, que es 2SP/2C+TD, 2SP, 1SP+ACP+FI, 1SP+FI ó 1SP/BT, según el caso.

6.1.2.- Identificación del grado de criticidad de cada posición

Los niveles requeridos de protección (grados de criticidad), en función del valor del tiempo crítico, del tipo de instalación y topología de la red, resultan ser los identificados en las siguientes tablas.

Los tiempos de 500 y 120 ms deben entenderse como tiempos de eliminación típicos en segunda y primera zona, respectivamente, debiéndose considerar el tiempo real en cada caso.

6.1.2.1.- LÍNEAS

T crítico	Tc remoto	Configuración	Grado criticidad	OBS
tc<500 ms	tc<500 ms	Int. y medio, anillo	2SP/2c+TD	(1)(2)
		B. simple, doble B.	2SP/2C+TD	(1)(3)
	500 ms≤tc<1s	Int. y medio, anillo	2SP/1C+TD	(4)(2)
		B. simple, doble B.	2SP/1C	(4)(5)
1s≤tc	Int. y medio, anillo	2SP/1C+TD	(2)	
	B. simple, doble B.	2SP/1C		
500 ms≤tc<1s	tc<500 ms	Int. y medio, anillo	2SP/2C+TD	(6)
		<ul style="list-style-type: none"> • DRSP remoto “2C” • DRSP remoto “1C” 	2SP/1C+TD	(6)(7)
		B. simple, doble B.	2SP/2C	
		<ul style="list-style-type: none"> • DRSP remoto “2C” • DRSP remoto “1C” 	2SP/1C	(7)
	500 ms≤tc	Int. y medio, anillo	2SP/1C+TD	(8)(9)
	500 ms≤tc<1s	B. simple, doble B.	2SP/1C	(7)(8)
1s≤tc	B. simple, doble B.	1SP/1C	(8)(13)	

6.1.2.2.- BARRAS

T. crítico	Config. parque	Grado criticidad	OBS
tc<500 ms	Int. y medio	2SP	
	Doble barra	1SP+ACP+FI	
	Barra simple	1SP+FI	(10)
	Barra transferencia	1SP/BT	

500 ms ≤ tc < 1s	Int. y medio	1SP+FI	
	Doble barra	1SP	(11)
	Barra simple	1SP	(11)

6.1.2.3.- TRANSFORMADORES, REACTANCIAS Y CONDENSADORES

T. crítico	Config. parque	Grado criticidad	OBS
tc < 500 ms		2SP	
500 ms ≤ tc < 1s	Int. y medio y anillo	2SP	
	Barra simple y doble barra	2SP	(12)

- (1) Podrá no ser necesaria comunicación para el segundo sistema de protección en función de la respuesta a falta “en el extremo remoto” eliminada en 120 ms en remoto y en 500 ms en local. Es necesario comprobarlo en ambos sentidos.
- (2) Podrá no ser necesario teledisparo al extremo remoto en caso de fallo de interruptor y línea adyacente en función de la respuesta. Sí es necesario en caso de transformador, condensador o reactancia adyacentes.
- (3) Podrá no ser necesario teledisparo al extremo remoto en caso de fallo de interruptor en función de la respuesta a falta en barras despejada en 120 ms en local y en 500 ms en remoto. No es necesario en posiciones 2SP/1C.
- (4) Podrá ser necesaria la comunicación para el segundo sistema de protección en función de la respuesta a falta en el límite de la primera zona eliminada en 120 ms en remoto y en 500 ms en local y en función de la respuesta a falta “en el extremo local” eliminada en 120 ms en local y en 500 en remoto.
- (5) Podrá ser necesario teledisparo al extremo remoto en caso de fallo de interruptor en función de la respuesta a falta en barras despejada en 120 ms en local y en 500 ms en remoto.
- (6) Podrá no ser necesario teledisparo al extremo remoto en caso de fallo de interruptor y línea adyacente en función de la respuesta. Sí es necesario en caso de transformador, condensador o reactancia adyacentes.
- (7) Podrá ser 1SP/1C si ante fallo se asegura el despeje de la falta en un tiempo de eliminación no crítico, con pérdida exclusiva del propio parque y con pérdida de selectividad de consecuencias admisibles.

- (8) Podrá prescindirse de la comunicación existente si se asegura la selectividad en ausencia de fallo.
- (9) Podrá no ser necesario teledisparo al extremo remoto en caso de fallo de interruptor y línea adyacente en función de la respuesta. Sí es necesario en el caso de transformador, condensador o reactancias adyacentes.
- (10) Se aplicará 2SP si el tiempo crítico es muy inferior a 500 ms o si resultan muy severas las consecuencias de despeje teniendo en cuenta el tiempo de disparo en apoyo de transformadores.
- (11) Podrá no ser necesaria protección diferencial si en ausencia de fallo se asegura la eliminación con selectividad y en tiempo aceptable para el sistema y si en caso de fallo de alguna de las segundas zonas alejadas de líneas o de apoyo de trafos se asegura la eliminación en tiempo aceptable para el sistema y con pérdida de selectividad de consecuencias admisibles. Implicaría instalar protección de acoplamiento en configuraciones de doble barra.
- (12) Podrá ser 1SP+2SPI si ante fallo se asegura la eliminación de faltas entre el interruptor y la máquina en tiempo aceptable para el sistema y con pérdida de selectividad de consecuencias admisibles, siempre que ninguno de los nudos del trazo tenga $t_c < 500$ ms.
- (13) Deberá ser 2SP/1C ó bien 2SP, si ante fallo no pudiera asegurarse la eliminación con pérdida exclusiva del propio parque o si la pérdida de selectividad ocasionada tuviera consecuencias no admisibles.

En nudos con $500 \text{ ms} \leq t_c < 1\text{s}$ con transformación que aporte corriente a la falta y si el tiempo de disparo en apoyo del transformador fuera superior al tiempo crítico, podría no resultar admisible para el sistema la eliminación de una falta por protecciones de apoyo. Por ello, en nudos donde ocurra esta circunstancia el grado de criticidad de las distintas posiciones debe definirse considerando el nudo como de $t_c < 500\text{ms}$. No es necesario aplicar este criterio a la propia posición de transformador a través de la cual se produce la criticidad en la eliminación.

6.2.- SISTEMAS MENORES

Si bien los criterios generales de protección aplican a todos los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, en el documento “Metodología de aplicación” se establece la necesidad de particularizar la aplicación de los mismos en los Sistemas eléctricos menores; es decir, red de transporte y subestación de generación del Sistema de La Palma y a las subestaciones de generación y posiciones de salida de central de los Sistemas de La Gomera y El Hierro en Canarias, y los de Ceuta y Melilla. La configuración típica de estos sistemas suele incluir una subestación de generación, en la que se evacua la totalidad de la generación ordinaria del Sistema y las líneas de alimentación a la demanda que parten de ella, de forma radial y directamente a niveles de tensión de distribución. Es precisamente la característica meramente radial de la red de distribución de estos Sistemas la que lleva a una particularización específica de los sistemas protectivos con el fin de minimizar la repercusión que un incidente puede ocasionar al conjunto del Sistema, así como la probabilidad de que ocurra. Además, que la generación de estos Sistemas se encuentre conectada bien en el mismo nudo eléctrico bien en dos nudos de la misma central, supone que cualquier incidente que afecte a este nudo sea altamente crítico e inevitable, siendo la única actuación posible reducir la probabilidad de que sea afectado por incidentes propios, o externos, sin suficiente selectividad.

Así, en los Sistemas Menores:

- Las salidas de las líneas de evacuación de las centrales deberán estar equipadas con sistemas redundantes e independientes de protección.
- En el caso de los interruptores de las líneas principales de salida de la subestación de generación, en el extremo que conecta a la misma, se las dotará de un segundo relé de protección, de distinto modelo o serie que el primero. Cada relé actuará sobre una bobina de disparo diferente del interruptor. En instalaciones existentes, en caso de que no exista la segunda bobina de disparo, se deberá analizar con el fabricante del interruptor la posibilidad de equiparla y en caso afirmativo implantarla con motivo de reformas sustanciales de la subestación. En nuevas instalaciones se especificará en la fase de proyecto siempre que sea técnicamente factible.

- Se establece la necesidad de disponer de relés de vigilancia de los circuitos de disparo que den alarma en caso de interrupción de cada circuito de manera a fin de garantizar la imposibilidad de fallo común en ambos circuitos de disparo.
- Los circuitos de corriente de continua de la segunda protección se alimentarán de un sistema redundante batería/cargador/cuadro de distribución respecto al que alimenta a los de la primera protección con el fin de obtener la independencia requerida.
- Se admite que la segunda protección se informe del mismo devanado de los Ti que la primera protección, aunque en instalaciones nuevas deberá realizarse a partir de un devanado diferente, para reducir la probabilidad de propagación de faltas externas por fallo de la protección primera más allá de lo estrictamente necesario.
- Las subestaciones que puedan ser explotadas en doble barra con acoplamiento deberán estar dotadas de protección diferencial que despeje las faltas acontecidas en las propias barras. Se analizará en cada caso la opción de dotar al interruptor de acoplamiento de protección de sobreintensidad o de distancia (mejor opción). En caso afirmativo será preciso ajustar la protección para que haya coordinación con los relés de los generadores y de las líneas de salida principales. Si esta configuración no fuera posible en algún caso concreto, y se justificase la no utilidad real de la protección diferencial de barras en la mejora de la selectividad para dicho caso, habrá de propiciarse una futura remodelación y evolución de la subestación en este sentido.
- En las líneas de salida del nudo principal la comunicación entre protecciones de ambos extremos puede no ser necesaria si se explota radialmente. Las protecciones instaladas en estas redes, así como las de las instalaciones a ella conectadas, según se indica en el Procedimiento de Operación 11.3, deberán ser selectivas y estar coordinadas entre sí. A su vez, deberán estar dotadas de relés de deslastre de modo que sea factible el cumplimiento del Plan de Deslastre Automático de Cargas que esté vigente en cada momento, según lo requerido en el Procedimiento de Operación 1 de los SEIE.

7 CARENCIAS DETECTADAS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES DE LAS REDES ELÉCTRICAS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES

Del estudio realizado de las posiciones del sistema de transporte en los Sistemas Insulares y Extrapeninsulares, en lo que se refiere a la aplicación de los Criterios Generales de Protección de los SEIE y la correspondiente Metodología, se deriva la existencia de una serie de carencias. La resolución de las mismas, en algunos casos, requiere la actuación sobre los ajustes de las protecciones existentes con objeto de permitir la coordinación adecuada con las nuevas protecciones a instalar. De igual forma, en la totalidad de los Sistemas se detecta la necesidad de instalar sistemas de alimentación de corriente continua redundantes en todas las posiciones afectadas y de no pocos sistemas de teleprotección. Además, con motivo del alto número de actuaciones a programar, se procedió, en su día, a la adopción de calendarios que tuvieran en cuenta la amplitud de las adaptaciones que debía realizar cada titular.

7.1 Sistemas Eléctricos Insulares de Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura

En lo que se refiere a los Sistemas de Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura, se detectaron un total de 415 carencias en las 215 posiciones analizadas. El calendario de actuaciones para la adecuación y subsanación de carencias se estableció en 3 años para UNELCO Distribución, en 18 meses para UNELCO Generación y en 6 meses para las restantes. Al mismo tiempo se estableció un sistema de seguimiento trimestral de las actuaciones y el registro sistemático de las modificaciones que se realizaran en los sistemas de protección existentes.

7.2 Sistema Eléctrico Insular de Gran Canaria

Para dicho Sistema se detectaron un total de 539 carencias en las 159 posiciones analizadas. El calendario de actuaciones para la adecuación y subsanación se estableció en 3 años para UNELCO Distribución, en 18 meses para UNELCO Generación y en 6 meses para Parques Eólicos y restantes sujetos. Al igual que en los Sistemas de Tenerife y de Lanzarote-Fuerteventura, se estableció un sistema de seguimiento trimestral de las

actuaciones y el registro sistemático de las modificaciones que se realizaran en los sistemas de protección existentes.

7.3 Sistema Eléctrico Insular de Baleares

En el Sistema Eléctrico Insular de Baleares se llegó a la determinación provisional, pues faltaba información sobre 6 posiciones, de la existencia de un total de 813 carencias en las 406 posiciones analizadas. Como se ha indicado con anterioridad, gran parte de estas carencias se derivan de la necesidad de redundancias de sistemas de alimentación de corriente continua y comunicaciones, pero también de la necesidad de redundancias en protecciones en todas las posiciones críticas, para las cuales, con carácter general y excepto las de 220 kV, no están preparadas las instalaciones.

7.4 Sistemas Eléctricos Menores: La Palma, El Hierro, La Gomera y las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla

Finalmente, en los Sistemas Menores relacionados se estableció la existencia de un total de 149 carencias en las 77 posiciones analizadas. Adicionalmente a la necesidad sistemas de alimentación de corriente continua redundantes, en todas las posiciones analizadas se evidenció la necesidad de relés de vigilancia de disparo. Al igual que en los restantes Sistemas Eléctricos se adoptó un calendario de actuaciones que parte de un calendario trianual que se refuerza con la implantación un sistema de seguimiento trimestral de las actuaciones y el registro sistemático de las modificaciones que se realizaran en los sistemas de protección existentes, con objeto de mantener al día la información.

8 CONSIDERACIONES GENERALES

PRIMERA.- Esta Comisión valora **positivamente** la elaboración de unos Criterios Generales de Protección específicos para los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, de modo que los mismos recojan las particularidades y necesidades específicas de los distintos Sistemas aislados presentes en el territorio nacional, por ser éstas numerosas, complejas y ante todo de alto nivel de criticidad.

Esta Comisión considera que la aplicación de unos Criterios Generales de Protección específicos debería redundar en una mayor salvaguarda de dichos Sistemas aislados haciendo de los mismos unos Sistemas eléctricos más robustos y fiables. A este respecto, que dichos Criterios hayan sido definidos a través de la participación de los agentes implicados en un Grupo de trabajo específico, debería ser sinónimo del alto grado de adecuación que dichos Criterios Generales de Protección deberían presentar y del alto interés y compromiso de las partes para que su adecuación se lleve a cabo. No obstante, la experiencia y los incidentes acontecidos desde la elaboración de los diferentes documentos objeto del presente Informe, hace pensar que la efectividad de los mismos se ha visto comprometida por incumplimientos en la sustitución y/o adecuación de los sistemas protectivos a dichos Criterios.

Teniendo en cuenta lo anterior, esta Comisión considera que los datos sobre el grado de adecuación de todas las protecciones a los Criterios Generales de Protección aquí definidos deberían ser actualizados a través del oportuno mecanismo.

SEGUNDA.- Al respecto, en diversos expedientes abordados por esta Comisión sobre distintos incidentes en el suministro de los Sistemas aislados se ha puesto de manifiesto la necesidad de una actuación pronta y efectiva para la revisión y adecuación de las protecciones de dichos Sistemas eléctricos, así como la necesidad de todas las partes, Administraciones incluidas, para de entablar un diálogo del que se desprendieran compromisos claros de actuación en este sentido. A día de hoy, ya con la transmisión efectiva de las redes de transporte a REE, y a la vista de que los criterios y calendarios de adecuación no se han implementado con un grado que pueda suponerse ya no adecuado sino por lo menos suficiente, desde esta Comisión se insta a que el conjunto de agentes implicados, empresas distribuidoras, generadores y OS establezcan unos nuevos calendarios de sustitución adecuados, se planifiquen las actuaciones en la red de manera que se permita que dicha implantación y/o sustitución se lleve de manera ordenada y eficaz y que se faciliten por parte de los organismos implicados y las partes interesadas, dentro de las posibilidades temporales adecuadas, las actuaciones directas sobre los nudos críticos que conllevan modificaciones estructurales y/o nuevos desarrollos de red

con el fin de que la efectividad de los criterios generales de protección establecidos para los sistemas insulares y extrapeninsulares sean implantados y adoptados operativamente.

Asimismo, esta Comisión considera necesario el desarrollo de un mecanismo que permita a la CNE hacer un seguimiento periódico de la adaptación de las protecciones a dichos Criterios Generales de Protección, estableciendo una comunicación directa con el Operador del Sistema en los SEIEs.

TERCERA.- Esta Comisión entiende preciso destacar, por su idoneidad y alto grado de adecuación, que en el documento sobre *APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES* se haya establecido una metodología específica y particularizada para los Sistemas Eléctricos Menores; es decir, red de transporte y subestación de generación del Sistema de La Palma y a las subestaciones de generación y posiciones de salida de central de los Sistemas de La Gomera y El Hierro en Canarias, y los de Ceuta y Melilla. La configuración típica de estos Sistemas suele incluir una subestación de generación, desde la que se evacua la totalidad de la generación ordinaria del sistema y las líneas de alimentación a la demanda que parten de ella, de forma radial y directamente, a niveles de tensión de distribución. Es precisamente la característica meramente radial de la red de distribución de estos Sistemas la que lleva a una particularización específica de los sistemas protectivos con el fin de minimizar la repercusión que un incidente puede ocasionar al conjunto del Sistema, así como la probabilidad de que ocurra. Además, que la generación de estos Sistemas se encuentre conectada bien en el mismo nudo eléctrico bien en dos nudos de la misma central, supone que cualquier incidente que afecte a este nudo sea altamente crítico, siendo la única actuación posible reducir la probabilidad de que dicho nudo se vea afectado por incidentes propios o externos, sin la suficiente selectividad en el sistema protectorio.

9 CONSIDERACIONES DE DETALLE

PRIMERA.- En la página 57 del documento de Criterios Generales de Protección se realiza una remisión al apartado 10 del Capítulo 3, que no existe. La remisión correcta debería ser al apartado 9 del Capítulo 3.

SEGUNDA.- En el “Estudio de Carencias de los Sistemas de Protecciones de las Redes Eléctricas de Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura”, existe una discrepancia entre los valores recogidos en las gráficas y la información que figura en el texto. Así, según las gráficas el número de carencias totales encontradas fue de 525, en tanto que el texto se indica que fueron únicamente 414. Esta Comisión considera necesario revisar dicha información con el fin de que la correspondencia sea biunívoca.

10 CONCLUSIONES

En relación con la propuesta de Red Eléctrica de España, S.A., en su calidad de Operador del Sistema, de “Criterios Generales de Protección de los SEIE”, y demás documentos anexos (“Metodología de aplicación”, “Análisis de los tiempos críticos” y “Estudio de carencias de protecciones”), se entiende oportuno concluir:

PRIMERA.- Esta Comisión informa **favorablemente** los criterios de selectividad y rapidez establecidos en el documento “Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares”, de diciembre de 2005, elaborado por Red Eléctrica de España, S.A., en su calidad de Operador del Sistema, con la participación de las empresas eléctricas radicadas en tales sistemas insulares y extrapeninsulares, criterios que deberán satisfacer los equipos que constituyen el sistema de protección de la red gestionada e instalaciones a ella conectadas en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares.

SEGUNDA.- Dado el tiempo transcurrido desde la elaboración de los documentos “Análisis de los tiempos críticos” y “Estudio de carencias de protecciones”, esta Comisión entiende imprescindible que por parte de Red Eléctrica de España, S.A., en su calidad de Operador del Sistema, se proceda a la urgente actualización de los mismos, de manera que queden recogidas las variaciones experimentadas en los últimos años en las infraestructuras eléctricas de dichos Sistemas, así como los calendarios de resolución de las carencias detectadas, teniendo en cuenta el cambio de titularidad de los activos de la red de transporte de tales Sistemas derivada de lo dispuesto en la Ley 17/2007, de 4 de julio.

TERCERA.- Asimismo, esta Comisión considera necesaria la implantación de un mecanismo que permita a la CNE hacer un seguimiento periódico de la adaptación de las protecciones a los Criterios Generales de Protección SEIEs, estableciendo una comunicación directa con el Operador del Sistema.