

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



Febrero 2.007

INDICE

Apartado	página
I. ANTECEDENTES.-	- 3 -
II. OBJETO	- 4 -
III. ALCANCE	- 4 -
<i>III.1.- Aplicabilidad de la metodología.-</i>	- 4 -
<i>III.2.- Particularización de la aplicación para sistemas eléctricos menores.-</i>	- 5 -
IV. CONCEPTOS Y NOMENCLATURA	- 7 -
<i>IV.1.- Perturbación crítica</i>	- 7 -
<i>IV.2.- Modelos dinámicos.-</i>	- 8 -
<i>IV.3.- Simulación dinámica.-</i>	- 8 -
<i>IV.4.- Nudos críticos.-</i>	- 9 -
<i>IV.5.- Red Crítica.-</i>	- 9 -
V. IDENTIFICACIÓN DE DOTACIONES DE PROTECCIÓN REQUERIDAS.-	- 11 -
<i>V.1.- Identificación de nudos críticos y red crítica.-</i>	- 11 -
<i>V.2.- Análisis de nudos cuyos tiempos críticos son inferiores a 300 ms.-</i>	- 11 -
V.3.1.-LINEAS	- 13 -
V.3.2.-BARRAS	- 13 -
V.3.3.- TRANSFORMADORES, REACTANCIAS Y CONDENSADORES	- 14 -
V.3.4.- COMENTARIOS A LAS TABLAS ANTERIORES.-	- 14 -
VI.- REVISION DE DOTACIONES DE PROTECCIÓN.-	- 15 -
<i>VI.1.- Proceso de revisión de dotaciones.-</i>	- 15 -
<i>VI.2.- Fichas de inventario y seguimiento de los sistemas de protección.-</i>	- 17 -
VI.2.1 Instrucciones generales.-	- 17 -
VI.2.2.- Instrucciones para datos del equipamiento.-	- 17 -
VI.2.3.- Codificación de carencias.-	- 21 -
VI.2.4 Ficha de inventario.-	- 22 -
VII.- BIBLIOGRAFÍA.-	- 24 -

I. ANTECEDENTES.-

Como resultado de los estudios realizados por el Grupo de Trabajo para la redacción de los Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (CGP-SEIE), se ha procedido a la adaptación del documento “Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular”, publicado por Red Eléctrica en 1.995 y ratificado como instrucción en el Procedimiento de Operación 11.1, a la realidad de los sistemas eléctricos aislados y al progreso de los equipos de protección actuales.

Esta adaptación se ha realizado con las aportaciones técnicas del citado Grupo de Trabajo constituido, además de por Red Eléctrica, por representantes de las empresas generadoras y distribuidoras principales de los sistemas mencionados existentes en Canarias, Baleares y Ciudades Autónomas, indicados a continuación:

- UNELCO Generación
- GESA Generación
- ENDESA Generación
- ENDESA Distribución

El documento resultante así elaborado se denomina “Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares” (CGP-SEIE).

Como paso siguiente a la elaboración de dicho documento, procede realizar el estudio de aplicación de los criterios en él contenidos, a los distintos sistemas eléctricos a los que es aplicable, determinando las dotaciones de sistemas de protección que son requeridos en cada posición de la red considerada.

Por comparación con las dotaciones existentes en la actualidad y, como resultado de este estudio, se determinarán, si las hubiere, las carencias existentes en cuanto a los sistemas de protección requeridos.

Posteriormente, se procederá, conjuntamente con los distintos titulares de instalaciones afectados, a establecer un calendario de adecuación de sistemas de protección para dar cumplimiento a los requerimientos de los Criterios Generales de Protección (CGP-SEIE).

II. OBJETO

El objeto del presente documento es el de describir el proceso de aplicación de los CGP-SEIE a los distintos sistemas eléctricos a los que es aplicable, estableciendo las dotaciones de los sistemas de protección requeridos, determinando la 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.

III. ALCANCE

III.1.- Aplicabilidad de la metodología.-

El presente documento aplica a todos los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares Españoles, a saber:

- Islas Canarias:
 - i. Gran Canaria
 - ii. Tenerife
 - iii. Fuerteventura-Lanzarote
 - iv. La Palma
 - v. La Gomera
 - vi. El Hierro

- Islas Baleares:
 - i. Mallorca- Menorca
 - ii. Ibiza- Formentera

- Ciudades Autónomas:
 - i. Ceuta
 - ii. Melilla

III.2.- Particularización de la aplicación para sistemas eléctricos menores.-

Los criterios que a continuación se indican son de aplicación a las instalaciones de estos sistemas, que son nominalmente de transporte, así como a las fronteras entre generación y distribución o transporte. En concreto se aplican a la 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 de estos sistemas incluye típicamente 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.

Pueden identificarse como puntos frontera virtuales de transporte los nudos, (y por tanto las subestaciones), donde se conecta la generación de las centrales y los elementos de distribución o transporte al ser éstos los puntos (red de transporte virtual) que permiten hacer llegar la energía generada hasta la demanda.

El hecho de que la red de distribución de estos sistemas no sea mallada, sino puramente radial, implica la necesidad de particularizar los sistemas protectivos de los mismos con el fin de minimizar la repercusión que un incidente puede ocasionar al conjunto del sistema, y la probabilidad de que ocurra.

Por ello y por la singular característica radial de la explotación de la red, los Criterios Generales de Protección y la metodología de análisis desarrollados para los SEIE no son directamente aplicables a estos sistemas menores. Se plantea, por tanto, la necesidad de particularizar y adaptar la aplicación de estos criterios a la singular configuración de los mismos.

El hecho de que la generación de estos sistemas se encuentre conectada en el mismo nudo eléctrico, (o en dos nudos de la misma central), supone que cualquier incidente que afecte a este nudo sea crítico inevitablemente, por lo que la única actuación posible es reducir la probabilidad de que sea afectado por incidentes propios, o externos, sin suficiente selectividad.

En este sentido, las salidas de las líneas de evacuación de las centrales deberán estar equipadas con sistemas redundantes e independientes de protección.

Para obtener la redundancia se dotará a estas líneas de un segundo relé de protección, de distinto modelo o serie que el primero para evitar fallos de tipo común. Sólo es necesaria la doble protección para los interruptores de las líneas principales de salida de la subestación de generación en el extremo que conecta a la misma.

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.

Es preciso que haya dispositivos (relés) de vigilancia de los circuitos de disparo que den alarma en caso de interrupción de cada circuito de manera que se garantice la imposibilidad de fallo común en ambos circuitos de disparo.

Para obtener la independencia requerida, los circuitos de corriente 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. El rutado de los cables de corriente continua para la segunda protección se hará por canalizaciones (conductos, bandejas o zanjás) diferentes a los de la primera protección.

Se admite que la segunda protección se informe del mismo devanado de los TI's que la primera protección, aunque en instalaciones nuevas a diseñar lo hará de un devanado diferente, para evitar, o reducir al menos, la probabilidad de propagación de faltas externas por fallo de la protección primaria más allá de lo estrictamente necesario.

Asimismo, 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 los de las líneas de salida principales.

En aquellas subestaciones en las que no sea posible una explotación en doble barra, y así se justifique, no es realmente de utilidad la protección diferencial de barras de cara a mejorar la selectividad, sin embargo los accesos futuros y las nuevas posiciones deberían contemplar la posibilidad de cambiar a configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento de forma que se propicie 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 dado que la red 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 (9.2.1).

El establecimiento de estos criterios constituye un punto de partida para la coordinación y selectividad necesarias entre los sistemas de protección de las redes de transporte, generación y distribución.

IV. CONCEPTOS Y NOMENCLATURA

Además de los conceptos descritos en los CGP-SEIE, Capítulo 3.2, procede describir determinados conceptos, según se utilizan en el contexto de este documento, así como la nomenclatura que se va a utilizar (ver CGP-SEIE, capítulo 3, apartado 3.2.7).

IV.1.- *Perturbación crítica*

Perturbación no aceptable para un sistema eléctrico insular o extrapeninsular, que se produce al aparecer un defecto en el mismo, eliminado en tiempo superior al crítico y/o con pérdida de selectividad no admisible.

Las condiciones consideradas para la definición de perturbaciones críticas deberán ser actualizadas periódicamente en función de la evolución de las características de los sistemas eléctricos, de las exigencias sociales y del mercado.

En la actualidad se han definido en los CGP-SEIE como perturbaciones críticas, las siguientes:

- a) *Pérdida de sincronismo entre generadores, excepto en el caso en el que, individualmente pierdan el sincronismo respecto al resto del sistema eléctrico.*
- b) *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.*
- c) *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.*

Para la aplicación de los CGP-SEIE, REE ha definido que, en el estado actual del mercado y de la red, las pérdidas de mercado a que se refiere el punto b) serán del 10%, respecto a la potencia existente en la red, en el caso del estudio.

En los casos en que no es posible garantizar la eliminación de la falta en tiempo inferior al crítico cuando éste es menor o igual a 300 ms, aún con el equipamiento máximo previsto en los CGP-SEIE, 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.

IV.2.- Modelos dinámicos.-

Algoritmos matemáticos, programados en computadoras, que simulan el comportamiento de la red en situaciones perturbadas producidas por faltas en la misma.

Para obtener el modelo dinámico de la red se requiere parametrizar el algoritmo de cada generador individualmente con sus componentes de regulación y de cada constituyente de la red, de modo que los resultados que se obtengan en una simulación, para unas condiciones de falta registrada en la red, se asemejen a los registros reales obtenidos en dichas faltas.

La obtención de unos registros similares de la simulación y en los casos reales obtenidos históricamente garantiza que los modelos se adaptan a la realidad y pueden ser utilizados en el estudio de criticidad de la red, a efectos de la dotación requerida de sistemas de protección.

IV.3.- Simulación dinámica.-

Es el proceso por el que, una vez parametrizados los modelos dinámicos de la red, se introducen en el cálculo numérico unas condiciones de falta en la red definidas por la normativa (en este caso los CGP-SEIE), con objeto de estimar el comportamiento de la misma en esas condiciones preestablecidas.

Siguiendo la metodología definida en el Capítulo 3 de los CGP-SEIE, en su apartado 9, se simulan las condiciones más desfavorables (faltas trifásicas francas), con objeto de analizar los efectos que dichas faltas producen en la red analizada.

IV.4.- Nudos críticos.-

Se denomina nudo en una red, al elemento o elementos que unen dos o más circuitos eléctricos (entradas o salidas de intensidad).

Se denominan nudos críticos aquéllos en los que el mantenimiento de un cortocircuito, bien en el propio embarrado o en el extremo inicial de uno de los circuitos de salida del mismo, durante un tiempo de 500 ms, provoca, según las simulaciones efectuadas, una perturbación crítica para el sistema según se define en el punto IV.1.

El alcance de aplicación de esta metodología incluirá a todos aquellos nudos para los que el tiempo crítico de eliminación de un defecto sea inferior a 1 segundo.

IV.5.- Red Crítica.-

Se denomina red crítica al conjunto de nudos críticos y de elementos del sistema eléctrico que unen dos, o más, nudos, donde al menos uno de ellos es crítico.

IV.6.- Niveles requeridos de protección (Grado de Criticidad).-

Los niveles requeridos de protección, también denominados “grados de criticidad”, en función del valor del tiempo crítico, del tipo de instalación y topología de la red, según establecen los criterios de redundancia descritos en el apartado 3.3.1 del Capítulo 3 de los CGP-SEIE, se indican a continuación en la siguiente tabla:

Nivel requerido de sistemas de protección (Grado de Criticidad)	Descripción
2SP/2C	Dos sistemas de protección con comunicaciones independientes. No incluye teledisparo por fallo de interruptor. Puede resolverse, además de con dos sistemas de telecomunicación sin elementos comunes, con soluciones alternativas, (por ejemplo, una de las protecciones a bloqueo puro), que también aseguren el comportamiento requerido.
2SP/2C+TD	Igual que el anterior pero, además, con teledisparo por fallo de interruptor.
2SP/1C	Dos sistemas de protección independientes, con un sistema de comunicación.
2SP/1C+TD	Igual que el anterior, pero con 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 reactancias y transformadores. 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, más 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 (dotación de protecciones requerido). 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 1 SP/BT, según el caso.

V. IDENTIFICACIÓN DE DOTACIONES DE PROTECCIÓN REQUERIDAS.-

V.1.- Identificación de nudos críticos y red crítica.-

Para la identificación de los nudos críticos se aplica la metodología indicada el Capítulo 3, artículo 9, de los Criterios Generales de Protección- SEIE, procediendo a la realización de simulaciones de cortocircuitos trifásicos en barras de todas las subestaciones de cada sistema eléctrico analizado.

El máximo tiempo de simulación para el que se producen unas consecuencias iguales o superiores a las perturbaciones críticas, es el tiempo crítico para ese nudo, (ver definición en el punto IV.4).

En base a lo indicado en el punto IV.5 y a los tiempos críticos obtenidos para los distintos nudos, se identificará la red crítica de cada sistema eléctrico.

V.2.- Análisis de nudos cuyos tiempos críticos son inferiores a 300 ms.-

En estos nudos, en los que con los supuestos descritos en la metodología de tiempos críticos, no puede ser evitada una perturbación crítica, aún con la máxima dotación de sistemas de protección, se analizarán otras configuraciones más favorables del parque que hagan que las consecuencias de la perturbación sean menos graves (p.ej.: operación en doble barra con interruptor de acoplamiento, en aquellos parques que lo permiten).

V.3.- Identificación de dotación requerida en sistemas de protección (grado de criticidad) en cada posición.-

Las dotaciones previstas por los Criterios Generales de Protección –SEIE para los distintos elementos de la red, según los tiempos críticos y configuración, vienen indicadas en las tablas a continuación.

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.

V.3.1.-LINEAS

T crítico (tc)	tc remoto	Configuración	Dotación Requerida en Sistemas de Protección(DRSP)	Obs.
tc<500ms	tc< 500ms	Int. y medio, anillo	2SP/2C+TD	(1) (2)
		B.simple, doble B.	2SP/2C+TD	(1) (3)
	500ms≤tc<1s	Int. y medio, anillo	2SP/1C+TD	(2) (4)
		B.simple, doble B.	2SP/1C	(5) (4)
1s≤ tc	1s≤ tc	Int. y medio, anillo	2SP/1C+TD	(2)
		B.simple, doble B.	2SP/1C	
500ms≤tc<1s	tc< 500ms	Int. y medio, anillo		
		- DRSP remoto "2C"	2SP/2C+TD	(6)
		- DRSP remoto "1C"	2SP/1C+TD	(6) (7)
		B.simple, doble B		
	- DRSP remoto "2C"	2SP/2C		
	- DRSP remoto "1C"	2SP/1C	(7)	
500ms≤tc	500ms≤tc<1s	Int. y medio, anillo	2SP/1C+TD	(8) (9)
		B.simple, doble B	2SP/1C	(7) (8)
		B.simple, doble B	1SP/1C	(8) (13)
1s ≤ tc	500 ms<tc ≤ 1 s	B.simple, doble B	1SP/1C	(8) (13)

V.3.2.-BARRAS

T crítico (tc)	Configuración	Dotación Requerida en Sistemas de Protección(DRSP). (Grado de Criticidad-GC)	Comentarios
tc<500ms	Int. y medio Doble Barra Barra Simple Barras transferencia	2SP 1SP+ACP+FI 1SP+FI 1SP/BT	(10)
500ms≤tc<1s	Int. y medio	1SP+FI	
	Doble Barra	1SP	(11)
	Barra Simple	1SP	(11)

V.3.3.- TRANSFORMADORES, REACTANCIAS Y CONDENSADORES

T crítico (tc)	Configuración	Dotación Requerida en Sistemas de Protección(DRSP)	Comentarios
tc<500ms		2SP	
500ms≤tc<1s	Int. y medio, anillo B.simple, Doble B.	2SP 2SP	(12)

Nota: En nudos en los que $500 \text{ ms} \leq t_c < 1 \text{ s}$, 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 eléctrico la eliminación de una falta por las protecciones de apoyo.

Por ello, en nudos donde ocurra esta circunstancia, las dotaciones requeridas en sistemas de protección (grado de criticidad) en las posiciones correspondientes debe definirse considerando el nudo como de $t_c < 500 \text{ ms}$. No es necesario aplicar este criterio a la propia posición del transformador a través de la que se produce la criticidad en la eliminación.

V.3.4.- COMENTARIOS A LAS TABLAS ANTERIORES.-

Obs.	Contenido
(1)	Podrá no ser requerida la comunicación para el segundo sistema de protección en función de la respuesta a la falta en el extremo remoto eliminada en 120 ms en remoto y 500 ms en local. Será necesario comprobarlo en ambos sentidos. Ver CGP-SEIE, figura 41 b
(2)	Podrá no ser necesario teledisparo al extremo remoto en caso de fallo de interruptor y línea adyacente, en función de la respuesta de los casos indicados en los CGP-SEIE, figuras 39a y 40. Sí será necesario para el 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 dicho teledisparo para posiciones 2SP/1C de la configuración del parque considerada.
(4)	Podrá ser necesaria la comunicación también para el segundo sistema de protección en función de: a) la respuesta del sistema eléctrico a una falta situada en el límite de la primera zona, eliminada en 120 ms en remoto y en 500 ms en local, y b) la respuesta del sistema eléctrico a una falta situada "en el extremo local" eliminada en 120 ms en local y en 500 ms en remoto. La ubicación de falta "en el extremo local" debe entenderse como falta en el punto más desfavorable del tramo de línea donde la segunda protección del extremo remoto, sin comunicación,

	dispararía en 500 ms.
(5)	Podrá ser necesario teledisparo al extremo remoto, en caso de fallo de interruptor, en función de la respuesta del sistema eléctrico 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 al caso indicado en los CGP-SEIE, figura 40. Sí será necesario para el 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 del sistema eléctrico al caso indicado en los CGP-SEIE, figura 40. Sí será necesario para el caso de transformador, condensador o reactancia 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 se dan las dos condiciones siguientes: a) en ausencia de fallo se asegura la eliminación con selectividad y en tiempo aceptable para el sistema, y b) en caso de fallo de segundas zonas alejadas de líneas o de apoyo de trafos, se asegura la eliminación en tiempo aceptable para el sistema eléctrico y con pérdida de selectividad de consecuencias admisibles. Implica 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.

VI.- REVISION DE DOTACIONES DE PROTECCIÓN.-

VI.1.- Proceso de revisión de dotaciones.-

Para la revisión de la dotación de protecciones instaladas en las redes de los SEIE se seguirá el siguiente proceso en cada uno de ellos:

1º) Se cumplimentarán por parte de los distintos titulares de las instalaciones los datos requeridos de las columnas no sombreadas, según la ficha indicada en el siguiente punto,

como fiel reflejo de la situación actual existente antes de la aplicación de los CGP-SEIE. Se cumplimentará una ficha por cada parque. Se utilizarán los códigos utilizados en los puntos VI.2.1 y VI.2.2

2º) Se asignará a cada posición el grado de criticidad (la dotación requerida en sistemas de protección) requerido por los CGP-SEIE, según se indica en el punto anterior, y se incluirá en una columna adyacente.

3º) Se analizará el cumplimiento, en cada posición, de los sistemas de protección existentes con los requisitos establecidos en los CGP-SEIE.

Las carencias detectadas se reflejarán en la columna correspondiente, según los códigos explicados en el punto VI.2.3.

4º) Esta primera revisión de carencias detectadas en los sistemas de protección se someterá a la consideración de los titulares de la instalación, con objeto de que realicen los comentarios y observaciones que consideren necesarios para clarificar la aplicación de los CGP-SEIE realizada.

5º) Con la inclusión de aquellas aportaciones realizadas por los titulares de las instalaciones, que sean acordes con la aplicación de la normativa, se realizará una relación de carencias definitiva.

Posteriormente, en función de lo que prescriba el Procedimiento de Operación correspondiente, así como de las posibilidades técnicas, y de operación del sistema eléctrico, se establecerá un calendario de resolución de las carencias detectadas.

El calendario de adaptación de las distintas subestaciones y posiciones, desde un punto de vista práctico y realista, es conveniente que se establezca considerando las fechas de nuevos accesos o incorporación de nuevas posiciones y las previsiones de remodelación y renovación de las posiciones e instalaciones existentes.

VI.2.- Fichas de inventario y seguimiento de los sistemas de protección.-

Para la cumplimentación de las fichas de inventario se seguirán las siguientes instrucciones.

VI.2.1 Instrucciones generales.-

- Las posiciones de propiedad mixta se asignan, para este análisis, a la empresa propietaria de las protecciones del elemento de red asociado a la posición. En la columna «Empresa propietaria» se indica la empresa (o empresas) propietarias de las protecciones.
- La posición “Barras 1/Barras 2”, en configuraciones de doble barra y de simple barra partida, se refiere a ambas barras principales.
- La posición “Barras 2/Barras de transferencia”, en configuraciones de doble barra, se refiere a barras de transferencia, cuando existan.
- En posiciones que comparten interruptor, se trata en posiciones independientes cada conjunto de protecciones asociado a un elemento de red.
- En caso de elementos sin interruptor (línea más trafo, cable más trafo, ...) se tratan como posiciones independientes aquéllas que disponen de sistemas de protección que dan disparo a los interruptores extremos, haciendo uso de las notas al pie para los casos particulares.
- En transformadores, se trata cada posición en su parque.

VI.2.2.- Instrucciones para datos del equipamiento.-

- En configuraciones de doble barra, P1 se refiere a la protección diferencial de ambas barras, y P2 se refiere a la protección del acoplamiento.

- En posiciones de línea, P1 y P2 se refieren, indistintamente, a protecciones completas (para faltas poli y monofásicas) y P3 se refiere a relés de neutro.
- En transformadores, se reflejan, en las posiciones de ambos parques, las protecciones diferenciales. Cada protección se refleja en una fila:

P1: 87 (ó 21 ó 50-51) (ó 21+67N)

P2: 87 ó 21 ó 50-51

P3: 21 ó 50-51 ó 51N

P4: 51G (neutro físico) ó 50C (Cuba)

No se indica en general el devanado de T/i asociado a P4, ya que en cualquier caso será dedicado.

Si algún relé de distancia, o alguna de sus zonas, dispone de direccionalidad hacia barras, se indica como nota.

- En la columna de T/i's:
 - Se indica en “Pos” el devanado asociado a la protección de la posición y en “Bar” el asociado a la protección equivalente (P1 ó P2) de barras.
 - En configuraciones de interruptor y medio (y de anillo), se indican en “Pos” ambos devanados asociados a la protección de la posición (por ejemplo D2/D3), en el orden barras/central en interruptor y medio, y según el sentido del reloj en configuraciones de anillo.
 - En calles con configuración de doble interruptor, se indican en «Bar» los devanados que alimentan a cada protección diferencial principal (en la fila P1) o secundaria (en la fila P2), en el orden barras 1/barras2.
 - En general, la designación de los devanados reflejada en el documento es igual a la designación real.
- En la columna de T/t's, si el devanado es común, se indica el circuito asociado a cada sistema de protección. Son circuitos independientes los protegidos por automáticos o fusibles dedicados. En caso de devanados independientes, se indica sólo el devanado.

- La “Batería Alimentadora” se refiere a la batería que alimenta a la protección. En general se recoge, como nota, la existencia de segunda batería, ya que implicará menor nivel de inversión si es necesario duplicar el sistema de protección.
- La “Bobina Disparada” se identifica según la batería a la que está asociada: la bobina 1 la asociada a la batería 1, etc...
- En la columna de “Bobina disparada”:
 - Se indica en «Pos» la o las bobinas disparadas por la protección de la posición, y se indica en «Bar» la o las bobinas disparadas por la protección equivalente (P1 ó P2) de barras.
 - En configuraciones de interruptor y medio (y de anillo) se indican en «Pos» las bobinas de ambos interruptores disparados (por ejemplo B1/B2), en orden similar al indicado para los devanados de T/i’s.
 - En calles con configuración de doble interruptor, se indican en «Bar» las bobinas del interruptor disparado por cada diferencial principal (en la fila P1) o secundaria (en la fila P2), en el orden barras1/barras 2.
- En la columna «Fallo interruptor»:
 - Se refleja la información en cada posición, independientemente de que la protección esté o no asociada a la diferencial de barras.
 - En posiciones de barras principales y de transferencia, en configuraciones de doble barra y en configuraciones de barra simple partida, el relé de fallo de interruptor se refiere al del acoplamiento (bien externo, bien asociado a la diferencial) o al del interruptor de transferencia, y el teledisparo se refiere al que pueda emitir la protección diferencial de forma directa por falta en barras principales o de transferencia.
 - En configuraciones de interruptor y medio, anillo o doble barra con doble interruptor, el relé de fallo de interruptor se refiere al resultante de ambos interruptores («SI» si ambos disponen de la protección, «NO» en el resto de casos).
 - En posiciones de transformador, el teledisparo se refiere al disparo por fallo de interruptor al resto de interruptores del trafo.

– Códigos diversos:

- ANSI: codificación según norma ANSI.
- Devanado secundario de T/i's o T/t's: D1, D2, D3,... DB (T/t's de barras)
D2/D3... T/i's en interruptor y medio, anillo y doble interruptor s/orden indicado más arriba.
- Devanado secundario y circuito de T/t's: D1-C1, D1-C2,...
- Baterías: BAT1, BAT2,...
BAT1 + BAT2, ... (un sistema de protección asociado a más de una batería)
- Bobinas de disparo: B1, B2, ...
B1 + B2, ... (un sistema de protección que dispara por ambas bobinas)
- Tipo de comunicación:
 - FO (fibra óptica)
 - OP (onda portadora)
 - HP (hilos piloto)
 - RE (radio enlace)
 - NO (no existe)
- Elementos comunes de comunicación.

En P2 se indica si comparte elementos con P1, según los siguientes códigos (ver también figura 1):

- CC Alimentación de equipos de teleprotección o de telecomunicación.
Puede recogerse, como nota, el caso de alimentación compartida aunque con automáticos independientes.
- TLP Equipo de teleprotección
- TLC Equipo de telecomunicación
- E Enlace. Se considera que dos enlaces de onda portadora sobre el mismo circuito comparten enlace, independientemente de las fases que utilicen. Se considera que un enlace de fibra óptica y otro a través de onda portadora no comparten enlace aunque utilicen el mismo circuito.
- STLP Sistema de teleprotección
- STLC Sistema de telecomunicación

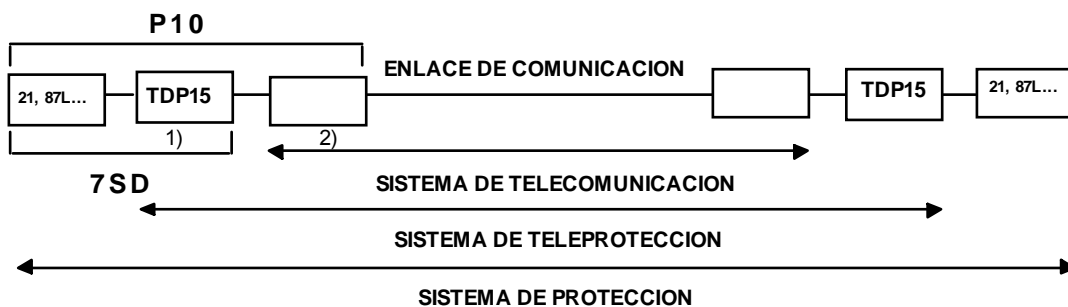


Figura 1

- 1) EQUIPO DE TELEPROTECCIÓN
- 2) EQUIPO DE TELECOMUNICACIÓN

- Reconexión automática: SI, NO.
- Relé de fallo de interruptor: SI, NO.
- Teledisparo por fallo de interruptor: SI, NO, ACC (Aceleración).

VI.2.3.- Codificación de carencias.-

--	no hay carencias identificadas
P1	instalar protección 1
P2	instalar protección 2
RP1	renovar protección 1
RP2	renovar protección 2
ACP	instalar protección de acoplamiento
TI	instalar segundo devanado de T/i
STT	separar circuitos secundarios de T/t a P1 y P2
BAT	instalar batería para segundo sistema protección. (Tal como se indica en CGP-SEIE, apartado 3.3.1, en instalaciones existentes se recomienda y, en cualquier caso, debe conservarse independencia en la distribución de circuitos entre ambos sistemas de protección.)
SBAT	separar baterías P1 y P2. A utilizar cuando existe una segunda batería
B	instalar segunda bobina de disparo de interruptor
TLP	instalar equipo de teleprotección (1)
TLC	instalar equipo de telecomunicación (1)
E	instalar enlace (buscar un camino alternativo) del segundo sistema de telecomunicación. Si una de las protecciones es a bloqueo, indicarlo en notas.

CC	instalar alimentación segundo equipo teleprotección o telecomunicación. Puede recogerse, como nota, el caso de alimentación compartida aunque con automáticos independientes.
STLP	instalar sistema de teleprotección (1)
STLC	instalar sistema de telecomunicación (1)
FI	instalar protección de fallo de interruptor. Reflejar esta carencia en cada posición, también si viene ocasionada por el grado de criticidad (dotación requerida en sistemas de protección) de barras. Para el acoplamiento utilizar la posición «Barras 1/Barras 2».
TD	instalar teledisparo por fallo de interruptor
TDBT	instalar teledisparo por falta en barra de transferencia.
BUCH	instalar relé Buchholz
RA	instalar equipo de reconexión automática
RVD	instalar relé de vigilancia de disparo

(1) Añadir sufijo 1 ó 2 (por ejemplo, TLP1) según se refiera al sistema de protección 1 ó 2.

VI.2.4 Ficha de inventario.-

A continuación se inserta una ficha cumplimentada, a título de ejemplo, de las fichas que deben ser cumplimentadas por los titulares de las instalaciones consideradas en los distintos sistemas eléctricos de los SEIE.

Las columnas sombreadas no deberán ser cumplimentadas por los titulares inicialmente.

Podrán realizarse observaciones y notas indicando aquellas particularidades no cubiertas o no claramente identificadas en la ficha propuesta.

POSICIÓN	PROP. FECSA - BIHERI	ANSI	MODELO	POG.	SAR.	TEBIDON	ALIMENTADORA	POG.	SAR.	TIPO	COMUNES	AUTOMÁTICA	PELE	DISPAPO	REQUERIDA	OBSERVAC.	RENOVACIÓN
APPAS 1 / BARRAS	P1 P2	87	RAD03	D2/D3	D2/D3		BAT2	B1+B2					SI		10P+FI (NOTA 5)		
TRANSFORMADOR 400/230 KV	P1 P2 P3 P4	87 21 51-51N 51G/50C	RYD0A 79L24 P02FIN MJK2TMIK1	D2 D2 D2 NEUTRO/CUBA	D1 D1	D2	BAT2 BAT1 BAT1/BAT2	B2 B1 (NOTA2) B1	B1/B2				SI	SI	20P	T1, SBAT, B	AÑO 2001 BIHER I
TRANSFORMADOR 400/230 KV	P2 P3 P4	21 51-51N 51G/50C	79L24 P02FIN MJK2TMIK1	D2 D2 NEUTRO/CUBA	D1 D1	D2	BAT2 BAT1 BAT1/BAT2	B2 B1 (NOTA2) B1	B1/B2				SI	SI	20P	T1, SBAT, B	AÑO 2001 BIHER I
TRANSFORMADOR 400/230 KV	P1 P2 P3 P4	87 21 51-51N 51G/50C	RYD0A 79L24 P02FIN MJK2TMIK1	D2 D2 D2 NEUTRO/CUBA	D1 D1	D2	BAT2 BAT1 BAT1/BAT2	B2 B1 (NOTA2) B1	B1/B2				SI	SI	20P	T1, SBAT, B	AÑO 2001 BIHER I
TRANSFORMADOR 230/25 KV	P1 P2 P3	87 50-51F	RAD08 P02FIN	D2 D3	D3		BAT3 BAT3	B1+B2 B1+B2	B1+B2				SI		20P	T1, SBAT	AÑO 2001
CANYET	P1 P2 P3	21 57N	PACFE PXPB7	D2 D2	D3 D3	D1C1	BAT2 BAT1	B1+B2 B1+B2	B1+B2	OP		SI	SI	NO	20P2C+TD (NOTA 6)	P2, 0TUP2, TD	AÑO 2004
CEITELLES	P1 P2 P3	21 57N	PACFE PXPB7	D2 D2	D3 D3	D1C1	BAT2 BAT1	B1+B2 B1+B2	B1+B2	OP		SI	SI	NO	20P1IC+TD (NOTA 6.4.6)	P2, TD	AÑO 2004
MAS FIJOS	P1 P2 P3	21 57N	PACFE PXPB7	D2 D2	D3 D3	D1C1	BAT2 BAT1	B1+B2 B1+B2	B1+B2	OP		SI	SI	NO	20P2C+TD (NOTA 9)	P2, 0TUP2, TD	AÑO 2003
PALAU	P1 P2 P3	21 57N	PACFE PXPB7	D2 D2	D3 D3	D1C1	BAT2 BAT1	B1+B2 B1+B2	B1+B2	OP		SI	SI	NO	20P1IC+TD (NOTA 9)	P2, TD	AÑO 2002
SANT CELONI	P1 P2 P3	21 57N	PACFE PXPB7	D2 D2	D3 D3	D1C1	BAT2 BAT1	B1+B2 B1+B2	B1+B2	OP		SI	SI	NO	20P1IC+TD (NOTA 6.4.6)	P2, TD	AÑO 2002
SANT FOST	P1 P2 P3	21 57N	PACFE PXPB7	D2 D2	D3 D3	D1C1	BAT2 BAT1	B1+B2 B1+B2	B1+B2	OP		SI	SI	NO	20P2C+TD (NOTA 6)	P2, 0TUP2, TD	AÑO 2003

NOTAS:
 1.- DE PAPA TAMBIEN SE COMPROBO QUE LAS LINEAS SEMIBIAT - CEITELLES Y SEMIBIAT - SANT CELONINO PRECIAN DE DOBLE COMUNICACION, SI SE GARANTEA LA ELIMINACION DE DEFECTOS BI 500 ms. ICBJ
 2.- DE PAPA TAMBIEN SE COMPROBO QUE LAS LINEAS SEMIBIAT - CEITELLES Y SEMIBIAT - SANT CELONINO PRECIAN DE DOBLE COMUNICACION, SI SE GARANTEA LA ELIMINACION DE DEFECTOS BI 500 ms. ICBJ
 3.- SEMIBIAT - PALAU, CON 400 ms
 4.- SEMIBIAT - PALAU, CON 400 ms
 5.- NO SE CONTIENE PROTECCION SOCIALIZADA AL ACOPLAMIENTO (VER NOTA 1 BI 650 MS 230 KV)
 6.- SE ANALIZA LA POSIBLE NECESIDAD DE TELEDISPAPO
 7.- BI EN ESTA POSICION UNICAMENTE SON PROPIEDAD DE PEE EL TRANSFORMADOR, ASI COMO EL CONTROL Y LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL MISMO. EL RESTO DE EQUIPAMIENTO ES PROPIEDAD DE FECSA - BIHER I
 8.- BI EN ESTA POSICION UNICAMENTE SON PROPIEDAD DE PEE EL TRANSFORMADOR, EL CONTROL Y LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL MISMO, ASI COMO LOS TTTS. EL RESTO DE EQUIPAMIENTO ES PROPIEDAD DE FECSA - BIHER I

VII.- BIBLIOGRAFÍA.-

- {1} Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares .
- {2} Procedimiento de Operación 11.1 de los SEIE
- {3} 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.
- {4} 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.