



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME POR EL QUE SE APRUEBAN LOS  
"CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DEL  
SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL"**

**6 de septiembre de 2001**

# **INFORME POR EL QUE SE APRUEBAN "LOS CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL"**

En el ejercicio de las funciones referidas en el apartado tercero.1 de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y de acuerdo con el punto 3 del Procedimiento de Operación 11.1 sobre Criterios Generales de Protección en la Red Gestionada, publicado en el B.O.E. de 3 de julio de 1999, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía en su sesión celebrada el día 6 de septiembre de 2001 ha acordado emitir el presente:

## **INFORME**

### **I. ANTECEDENTES**

El día 28 de febrero de 2000 tuvo entrada en la CNE escrito remitido por REE, en su calidad de OS, por el que se solicita, de acuerdo con lo establecido en el punto 3, párrafo primero, del Procedimiento de Operación 11.1, la aprobación de los requerimientos a satisfacer por los equipos que constituyen el sistema de protección de la red gestionada e instalaciones a ella conectadas, establecidos por REE en el documento "Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español", documento que fue elaborado con la participación de todas las Empresas del Sector Eléctrico y publicado por REE en noviembre de 1995.

Con fecha 29 de marzo de 2000 la Dirección de Energía Eléctrica de la CNE remitió escrito a REE, en su calidad de OS, solicitando el envío del citado documento, ya que la CNE no disponía del mismo de manera oficial.

El día 11 de abril de 2000 tuvo entrada en la CNE escrito de REE por el que se adjunta el referido documento “Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español”.

Con anterioridad, el día 21 de diciembre de 1999, había tenido entrada en la CNE escrito de REE por el que se acompañaba una serie de documentación relativa a la Aplicación de los Criterios Generales de Protección en el Sistema Eléctrico Peninsular Español. Según manifestaba REE en dicho escrito, con posterioridad a la elaboración del documento “Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español”, finalizado en Noviembre de 1995, se ha ido analizando en qué medida las instalaciones existentes cumplen con dichos criterios. Para ello, en cada posición, y con la coordinación de REE, cada empresa ha inventariado el equipamiento existente y ha efectuado las simulaciones necesarias para analizar los requisitos correspondientes en cuanto a sistemas de protección. En total, se ha analizado el nivel de equipamiento en 1.459 posiciones, correspondientes a las redes de 400 kV, 220 kV, así como de 110-132 kV frontera con las anteriores. Según indicaba REE en dicho escrito, cada empresa presentaría, para el día 15 de febrero de 2000, un calendario de resolución de las carencias existentes en sus posiciones respectivas, **habiéndose establecido un plazo máximo de tres años para la resolución de las carencias más graves**, que son:

- a) no disponer, requiriéndolo, de un segundo sistema de protección.
- b) compartir entre ambos sistemas de protección elementos que afectan de manera directa a la fiabilidad del sistema (T/i's, T/t's, batería, teleprotección, etc.), o carecer de protección de fallo interruptor en configuraciones de interruptor y medio o anillo.

El escrito de REE venía acompañado del documento “Aplicación Criterios Generales de Protección. Metodología, criterios y resumen de conclusiones. REE.

Diciembre 1999”; donde se recoge la metodología y los criterios definidos y aplicados en esta fase, así como un resumen y conclusiones globalizadas de todo el Sistema Eléctrico Peninsular Español.

Adicionalmente, se acompañaban los documentos relativos a las 7 zonas en que se dividió en su día el Sistema Eléctrico Peninsular:

- Zona Levante (julio 1999).
- Zona Catalano-Aragonesa (septiembre 1999).
- Zona Astur–Cántabra (septiembre 1999).
- Zona Galaico–Leonesa (septiembre 1999).
- Zona Norte (noviembre 1999).
- Zona Centro (noviembre 1999).
- Zona Sur (noviembre 1999).

Estos documentos incluyen, en esta fase, un análisis sobre la Aplicación de los Criterios ante cortocircuitos no resistivos, a ser eliminados en tiempo inferior a 1 segundo, dada la importancia que dichas perturbaciones tienen para la seguridad del Sistema. Para cada una de las posiciones afectadas se indica:

- Equipamiento y grado de independencia existente entre sistemas de protección.
- Requisitos sobre sistemas de protección, en función de los Criterios Generales de Protección acordados en su día entre todas las Empresas del Sector y de los estudios dinámicos efectuados por las mismas.
- Carencias existentes con arreglo a los requisitos anteriores.

Con fecha 12 de junio de 2000 la Dirección de Energía Eléctrica de la CNE remitió escrito a REE, en su calidad de OS, solicitando los calendarios de resolución de

carencias detectadas con motivo de la Aplicación de los Criterios Generales de Protección, presentados por cada empresa.

El día 27 de julio de 2000 tuvo entrada en la CNE escrito de contestación de REE, por el que se adjunta el documento "Aplicación Criterios Generales de Protección. Carencias detectadas-Calendario de Resolución de las mismas. REE. Julio 2000", en el que se han actualizado las carencias detectadas en su día en la Aplicación de los Criterios Generales de Protección, y se ha recogido el Calendario de Resolución de las mismas con arreglo a las fechas aportadas por cada empresa propietaria.

## **II. NORMATIVA APLICABLE**

El artículo 34 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, define las funciones que tiene encomendadas el Operador del Sistema, determinando en el apartado 2. h) la siguiente función: *“Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de producción y transporte, afectando a cualquier elemento del sistema eléctrico que sea necesario, así como los planes de maniobras para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica y coordinar y controlar su ejecución”*.

Según el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, *“El Operador del Sistema presentará para su aprobación por el Ministerio de Industria y Energía los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico”*.

De conformidad con la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividad de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, sobre *“Procedimientos de operación del sistema para la gestión, el mantenimiento y la planificación de la red de transporte”*, el Operador del Sistema presentará al Ministerio de Economía para su aprobación los procedimientos de operación del sistema para la gestión, el mantenimiento y la planificación de la red de transporte que regulen, entre otros aspectos, *“El establecimiento y verificación de las consignas de los equipos de protección y control”*.

En el Procedimiento de Operación 11.1, sobre *Criterios Generales de Protección en la Red Gestionada*, publicado en el BOE de 3 de julio de 1999, en su apartado 3 *“Requerimientos exigibles al sistema de protección”*, se establece que, en su primer párrafo que: *“Los equipos que constituyen el sistema de protección de la Red Gestionada e instalaciones a ella conectadas deberán satisfacer los requerimientos de selectividad y rapidez que establezca el Operador del Sistema, y que deberán ser aprobados por la CNSE. Hasta que se elaboren y aprueben estos requerimientos, se aplicarán los criterios establecidos en el documento **“Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español”** publicado por Red Eléctrica de España en Noviembre de 1995, elaborados con la participación de las empresas del sector eléctrico”*. Así mismo, en su tercer párrafo se establece que: *“El OS revisará periódicamente los Criterios Generales de Protección, en función de las problemáticas detectadas y cambios tecnológicos existentes, sometiéndolo a la aprobación de la CNSE. Para estas revisiones contará con la colaboración de los agentes implicados”*.

Así mismo, en el Procedimiento de Operación 8.1, sobre *Red Gestionada por el Operador del Sistema*, publicado en el BOE de 18 de agosto de 1998, se establece,

en su apartado 3.1, que la “Red gestionada por el Operador del Sistema (RG)” está constituida por la red de transporte (RT) y la red complementaria de operación (RC), entendiéndose por esta última, el conjunto de instalaciones cuyo estado de disponibilidad y topología debe ser conocida con anterioridad y en tiempo real por el Operador del Sistema para la correcta operación de la red.

De acuerdo con el artículo 3 del Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, la red de transporte estará constituida por las líneas y parques de tensión igual o superior a 220 kV, transformadores 400/220 kV y, en todo caso, las instalaciones de titularidad del gestor de la red de transporte, es decir, de Red Eléctrica de España, S.A. Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, etc., necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a instalaciones de transporte.

### **III. CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL**

El documento “Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español” para el cual REE en su calidad de OS solicita, de acuerdo con el P.O. 11.1, su aprobación a la CNE, fija los requerimientos exigibles a los equipos de protección a aplicar tanto en generación, como en la red de transporte, transformación y distribución primaria, de modo que aseguren armonizar y coordinar los criterios particulares establecidos en cada ámbito. Con ello se pretende minimizar la extensión y consecuencias de las perturbaciones, en cualquier situación razonable de explotación del sistema eléctrico, lo que redundará en una explotación más fiable del sistema, mejorando la calidad de servicio.

Las protecciones de los diferentes elementos del sistema deben tratar de ofrecer unas condiciones de despeje de defectos (tiempo de respuesta y selectividad) que tiendan a evitar las posibles consecuencias graves. Estas condiciones deben garantizar un comportamiento adecuado del sistema bajo el punto de vista tanto de estabilidad, como del mantenimiento de la generación, la alimentación a los mercados y la interconexión del sistema peninsular con el resto de la UCPTTE.

En los capítulos 1 y 2 de dicho documento se hace un repaso de los sistemas de protección utilizados habitualmente. En el primero de ellos se abordan las protecciones de red, considerando, en esta primera edición del documento, las relativas a cortocircuitos. En el segundo de los capítulos se describen las perturbaciones que pueden afectar a las centrales, así como los sistemas de protección principal y de apoyo que se utilizan para detectarlas y despejarlas.

En el capítulo 3 se abordan los criterios de protección necesarios para que las perturbaciones repercutan lo mínimo posible en el sistema, así como la metodología a seguir en los estudios que identifican las condiciones críticas para despejar cortocircuitos.

Este documento debe entenderse, tal y como el P.O. 11.1 establece y el propio OS manifiesta en sus escritos, como un documento vivo, objeto de periódica actualización, de modo que responda en cada momento a las exigencias de seguridad del Sistema Eléctrico.

#### **IV. APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN**

La Aplicación de los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español ha sido llevada a cabo por las diferentes empresas eléctricas dentro del seno del Grupo de Análisis de Incidencias (GRAI), grupo de trabajo que, presidido por REE, analiza los incidentes que se producen en el Sistema Eléctrico Peninsular, y ha tenido como objetivo identificar el grado de adecuación de las instalaciones con los Criterios Generales de Protección. Cada empresa eléctrica,

por tanto, ha participado en la elaboración del documento de Aplicación de los Criterios Generales de Protección en la zona donde su empresa opera.

En esta primera fase de la Aplicación de los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español se ha abordado el análisis de cortocircuitos no resistivos en nudos con tiempo crítico menor a 1 segundo (tiempo máximo que puede mantenerse un cortocircuito sin que se produzca una perturbación crítica para el sistema en su conjunto), por considerarse prioritario para la seguridad del sistema. Tanto en la clasificación de nudos como en el análisis del grado de adecuación de las instalaciones se han considerado cortocircuitos trifásicos, quedando con ello cubiertos los distintos tipos de cortocircuitos no resistivos ya que, por una parte, el tiempo crítico asociado a cortocircuitos menos severos es igual o superior al asociado a cortocircuitos trifásicos y, 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.

En el capítulo 4 del documento "Aplicación Criterios Generales de Protección. Metodología, criterios y resumen de conclusiones. REE. Diciembre 1999", se hace una descripción pormenorizadamente de los distintos grados de criticidad considerados, de la identificación del tiempo crítico, de las consecuencias de la pérdida de selectividad, de los nudos considerados y de la identificación del grado de criticidad de cada posición, según ésta sea de línea, de barra, de transformador o de reactancia.

En los documentos correspondientes a la "Aplicación de los Criterios Generales de Protección" para cada una de las zonas se establecen cuatro categorías de carencias:

- Posiciones que cumplen los requisitos establecidos en el documento "Criterios Generales de Protección" (posiciones tipo A).

- Posiciones que cumplen salvo en algún punto con probabilidad menor de afectar a la fiabilidad del sistema de potencia (ausencia de teledisparo, etc) (posiciones tipo B).
- Posiciones con carencias con probabilidad media de afectar a la fiabilidad del sistema de potencia (elementos compartidos para ambos sistemas de protección, etc) (posiciones tipo C).
- Posiciones que no disponen, requiriéndolo, de segundo sistema de protección y, por tanto, la probabilidad de que resulte afectada la fiabilidad del sistema es mayor (posiciones tipo D).

En varias de las reuniones mantenidas por el GRAI se ha puesto de manifiesto la necesidad de revisar periódicamente los estudios realizados en base a los cambios introducidos en la red. Así mismo, se ha puesto de manifiesto la existencia de una serie de inconvenientes de carácter económico que, la resolución de determinadas carencias, supone para las instalaciones existentes. Ello ocurre especialmente en las instalaciones más antiguas, donde el coste de la renovación es notablemente superior que en las instalaciones más modernas.

## **V. RESUMEN DE CARENCIAS DETECTADAS**

De acuerdo con el documento remitido por REE “Aplicación Criterios Generales de Protección. Metodología, criterios y resumen de conclusiones. REE. Diciembre 1999” se han considerado, en esta primera fase, un total de 467 nudos.

En la TABLA I puede observarse, para cada zona considerada, y para las diferentes tensiones, los nudos que tienen un  $T_c < 1$  sg.

**TABLA I**

Zona	400 kV		220 Kv		110/132 kV		Global	
	Total	Tc<1	Total	Tc<1	Total	Tc<1	Total	Tc<1
Astur-Cántabra	6	5	13	5	20	4	39	14
Catalano-Aragonesa	16	15	60	36	33	2	109	53
Centro	12	11	50	29*	15	4	77	44
Galaico-Leonesa	10	10	29	7	10	0	49	17
Levante	13	13	19	4	16	0	48	17
Norte	18	14	51	4	15	0	84	18
Sur	11	10	34	14	16	2	61	26
<b>Total nudos</b>	<b>86</b>	<b>78</b>	<b>256</b>	<b>99</b>	<b>125</b>	<b>12</b>	<b>467</b>	<b>189</b>

\* Existen 2 nudos más pendientes de evaluar

De los 189 nudos, equivalentes a 1.459 posiciones, su estado de adecuación a los Criterios Generales de Protección es el siguiente:

- 415 posiciones **(28%)** cumplen los requisitos establecidos (tipo A).
- 106 posiciones **(7%)** cumplen salvo en algún punto con probabilidad menor de afectar a la fiabilidad del sistema de potencia (carencia de teledisparo por fallo de interruptor; sistemas de teleprotección con puntos comunes en la alimentación, aunque con automáticos independientes; sistemas de teleprotección compartiendo el enlace por onda portadora, aunque con unidades de acoplo independientes) (tipo B).
- 439 posiciones **(30%)** tienen carencias con probabilidad media de afectar a la fiabilidad del sistema de potencia (sistemas de protección con elementos compartidos, exceptuados los casos citados en el punto anterior; carencia de fallo de interruptor en parques de interruptor y medio y de anillo) (tipo C).

- 415 posiciones **(29%)** no disponen, requiriéndolo, de segundo sistema de protección, y por tanto la probabilidad es mayor de que resulte afectada la fiabilidad del sistema (tipo D).
- 84 posiciones **(6%)** están pendientes

En la TABLA II puede verse, para cada zona, un resumen del estado de adecuación de las posiciones a los Criterios Generales de Protección.

**TABLA II**

<b>Zona</b>	<b>Pos. Tipo A</b>	<b>Pos. Tipo B</b>	<b>Pos. Tipo C</b>	<b>Pos. Tipo D</b>	<b>Pos. pend,</b>	<b>Total Pos.</b>
<b>Astur-Cántabra</b>	18	5	61	23	1	108
<b>Catalano-Aragonesa</b>	79	23	148	145	23	418
<b>Centro</b>	97	36	88	100	16	337
<b>Galaico-Leonesa</b>	39	12	26	35	15	127
<b>Levante</b>	82	5	12	20	0	119
<b>Norte</b>	58	10	67	27	1	163
<b>Sur</b>	42	15	37	65	28	187
<b>Total</b>	<b>415</b>	<b>106</b>	<b>439</b>	<b>415</b>	<b>84</b>	<b>1459</b>

En la TABLA III puede verse, para las diferentes zona, el desglose de las posiciones con carencias tipo C, según el tipo de posición.

**TABLA III**

	<b>Global</b>	<b>Ast-Can</b>	<b>Cat-Ara</b>	<b>Centro</b>	<b>Gal-Leo</b>	<b>Lev</b>	<b>Norte</b>	<b>Sur</b>
<b>Líneas 400</b>	69	10	7	7	15	9	19	2
<b>Líneas 220</b>	59	5	17	28	2	-	1	6
<b>Líneas 132/110</b>	14	13	1	-	-	-	-	-
<b>Trafos y autos</b>	276	32	119	48	7	2	41	27
<b>Barras Int y ½</b>	2	-	-	-	-	-	2	-
<b>Barras resto</b>	19	1	4	5	2	1	4	2
	<b>439</b>	<b>61</b>	<b>148</b>	<b>88</b>	<b>26</b>	<b>12</b>	<b>67</b>	<b>37</b>

En la TABLA IV puede verse, para las diferentes zonas, el desglose de las posiciones con carencias tipo D, según el tipo de posición.

**TABLA IV**

	<b>Global</b>	<b>Ast-Can</b>	<b>Cat-Ara</b>	<b>Centro</b>	<b>Gal-Leo</b>	<b>Lev</b>	<b>Norte</b>	<b>Sur</b>
<b>Líneas 400</b>	4	-	1	-	2	-	1	-
<b>Líneas 220</b>	255	7	115	45	20	3	16	49
<b>Líneas 132/110</b>	7	3	4	-	-	-	-	-
<b>Trafos y autos</b>	71	6	4	42	9	7	3	-
<b>Barras Int y ½</b>	45	4	-	8	2	10	7	14
<b>Barras resto</b>	33	3	21	5	2	-	-	2
	<b>415</b>	<b>23</b>	<b>145</b>	<b>100</b>	<b>35</b>	<b>20</b>	<b>27</b>	<b>65</b>

## **VI. CALENDARIO DE RESOLUCIÓN DE LAS CARENCIAS DETECTADAS**

De acuerdo con el documento remitido por REE "Aplicación Criterios Generales de Protección. Carencias detectadas-Calendarario de Resolución de las mismas. REE. Julio 2000", las diferentes empresas implicadas han establecido unas fechas de resolución de todas las carencias detectadas, de acuerdo con sus programas de actuación presupuestaria, y dentro de los plazos establecidos por **el Operador del Sistema**, que **ha fijado un máximo de cinco años** (en el escrito remitido por REE de fecha 21 de diciembre de 1999 se hablaba inicialmente de tres años) **para resolver las carencias** que a continuación se citan:

- Las que tienen una probabilidad media de afectar a la fiabilidad del sistema (tipo C).
- Las que implican la necesidad de instalar un segundo sistema de protección (tipo D).

## **VII. CONSIDERACIONES**

**Primera.-** De acuerdo con los preceptos legales citados anteriormente, el OS es el responsable de establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de transporte, afectando a cualquier elemento del sistema eléctrico que sea necesario. Así, a propuesta del OS, el extinto Ministerio de Industria y Energía aprobó el P.O. 11.1 "Criterios Generales de Protección en la Red Gestionada" (BOE de 3 de julio de 1999), en el cual se establece que los equipos que constituyen el sistema de protección de la Red Gestionada e instalaciones a ella conectadas deberán satisfacer los requerimientos de selectividad y rapidez que establezca el OS y que deberán ser aprobados por la CNE y que, hasta tanto no se elaboren y aprueben dichos requerimientos se aplicarán los criterios establecidos en el documento "Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español. REE. Noviembre 1995", documento para el que el OS solicita su aprobación a la CNE.

**Segunda.-** La Comisión no tiene por menos que reconocer el ingente esfuerzo realizado en su día por el conjunto de las empresas eléctricas, en general, y por REE, en particular, para la elaboración del reiterado documento "Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español. REE. Noviembre 1995".

Igualmente, es preciso ensalzar los trabajos realizados desde su publicación en noviembre de 1995, que han permitido conocer, más recientemente, en julio de 2000, el grado de adecuación de la práctica totalidad de las instalaciones afectadas a los requerimientos establecidos en dicho documento.

**Tercera.-** En relación con este último punto, el grado de adecuación, es preciso resaltar que únicamente el 28% de las posiciones afectadas cumplen, por completo, con los requisitos técnicos establecidos en el documento "Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español. REE. Noviembre 1995".

Así mismo, se estima muy dilatado el plazo máximo de 5 años fijado por el OS para la renovación/adecuación de las instalaciones con carencias tipo C y D, vistas anteriormente, a los Criterios Generales de Protección, plazo al cual han adaptado las empresas eléctricas sus planes de inversión, por lo que sería conveniente que el OS hiciera una evaluación de los riesgos asumidos frente al coste de la inversión necesaria.

En principio, sería deseable que la totalidad de las instalaciones existentes se adecuara, con mayor prontitud, a los Criterios Generales de Protección.

**Cuarta.-** A falta del estudio indicado en la consideración anterior, se estima pertinente que, por parte del OS, se realice periódicamente un informe sobre el cumplimiento, por parte de las diferentes empresas, de los plazos dados por éstas

para la renovación/adequación, de las instalaciones en las cuales se han detectado carencias tipo C y D, a los Criterios Generales de Protección.

**Quinta.-** Con objeto de reducir en lo posible los plazos de adecuación previstos, se estima conveniente que, por parte del OS, se verifique que, ante cualquier petición de descargo de una instalación, el mismo sea aprovechado por su propietario para dotarla de los elementos necesarios para su adecuación a los referidos Criterios Generales de Protección.

## **VIII. CONCLUSIONES**

**PRIMERA.-** Sobre la base de los antecedentes descritos, la documentación aportada y las consideraciones anteriores, la Comisión Nacional de Energía estima oportuno proceder, de acuerdo con el Procedimiento de Operación P.O. 11.1, a la aprobación de los requisitos de selectividad y rapidez establecidos por el Operador del Sistema en el documento “Criterios generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español”, publicado por Red Eléctrica de España, S.A., en noviembre de 1995, requisitos que deberán satisfacer los equipos que constituyen el sistema de protección de la red gestionada e instalaciones a ella conectadas.

La Comisión Nacional de Energía aprovecha la ocasión para reconocer la importancia del trabajo realizado por el conjunto de las empresas eléctricas, cuyo cumplimiento permitirá, sin lugar a dudas, minimizar los nocivos efectos de las perturbaciones que se producen en todo sistema eléctrico de potencia y con ello mejorar la calidad de servicio del mismo.

En este sentido, y de acuerdo con lo previsto en el Procedimiento de Operación 11.1, los requisitos actualmente establecidos en el reiterado documento, deben ser

objeto de periódica actualización en función de las necesidades del Sistema Eléctrico y de las tecnologías disponibles.

**SEGUNDA.-** Con relación a la aplicación de los Criterios Generales de Protección a las diferentes zonas eléctricas, la Comisión Nacional de Energía no tiene por menos que mostrar su preocupación, tanto por el bajo porcentaje de actuales posiciones que no presentan ningún tipo de carencias, como por lo dilatado del plazo previsto por las diferentes empresas para la adecuación de las posiciones que no cumplen los requisitos establecidos.

En base a ello, la Comisión Nacional de Energía estima oportuno solicitar al Operador del Sistema una evaluación de los riesgos asumidos para el Sistema Eléctrico frente al coste de la inversión necesaria para su cumplimiento.

**TERCERA.-** Con independencia de lo anterior, la Comisión Nacional de Energía estima oportuno solicitar al Operador del Sistema un informe de carácter semestral acerca del cumplimiento, por parte de las diferentes empresas eléctricas, del calendario de resolución de carencias por ellas previsto.

**CUARTA.-** En orden a reducir en lo posible los plazos de adecuación de las instalaciones, la Comisión Nacional de Energía estima pertinente señalar que, por parte del Operador del Sistema, debería verificarse que, ante cualquier petición de descargo de una instalación, el mismo sea aprovechado por su propietario para dotarla de los elementos necesarios para su adecuación a los referidos Criterios Generales de Protección.