

**III. OTRAS DISPOSICIONES****MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO**

- 8979** *Circular 2/2013, de 31 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, de petición de información del ejercicio 2012 a remitir por las empresas distribuidoras de energía eléctrica a la Comisión Nacional de Energía para el cálculo del incremento de actividad de distribución y supervisión de la misma.*

La disposición adicional undécima, primero.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, crea la Comisión Nacional de Energía como organismo público regulador del funcionamiento del sector de la energía, que incluye el mercado eléctrico, así como los mercados de hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos y establece que tendrá por objeto promover el funcionamiento competitivo del sector energético para garantizar la efectiva disponibilidad y prestación de unos servicios y de calidad, en lo que se refiere al suministro de electricidad y gas natural, en beneficio del conjunto del mercado y de los consumidores y usuarios, de acuerdo con lo previsto en el artículo 10 de la Ley 2/2011, de Economía Sostenible.

La disposición adicional undécima, tercero.1, función cuarta, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, atribuye como función expresa a la Comisión Nacional de Energía la de participar, mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas.

Asimismo, la disposición adicional undécima, tercero.1, función séptima, le atribuye igualmente como función la de dictar las circulares de desarrollo y ejecución de las normas contenidas en los Reales Decretos y las Órdenes Ministeriales que se dicten en desarrollo de la normativa energética, siempre que estas disposiciones le habiliten de modo expreso para ello, circulares las cuales serán publicadas en el «Boletín Oficial del Estado».

A su vez, la disposición adicional undécima, tercero.4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece que la Comisión Nacional de Energía podrá recabar de los sujetos que actúan en los mercados energéticos cuanta información requiera en el ejercicio de sus funciones. Para ello, la Comisión dictará circulares, que deberán ser publicadas en el «Boletín Oficial del Estado», en las cuales se exponga de forma detallada y concreta el contenido de la información a solicitar y se especifique de manera justificada la función para cuyo desarrollo es precisa tal información y el uso que se pretende hacer de la misma.

Las anteriores funciones están previstas también en los artículos 5.2, 7.36, y 28.1 de la Ley 3/2013 de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, teniendo en cuenta, asimismo, lo establecido en las disposiciones adicionales primera y segunda, así como en la disposición transitoria tercera, de la mencionada Ley 3/2013, de 4 de junio.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 11.2 que la distribución de energía eléctrica tiene carácter de actividad regulada, y en su artículo 16.3 dispone que la retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, modelo que caracterice las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad de suministro y la reducción de las pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad.

La 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, establece nuevas funciones de supervisión a la Comisión Nacional de Energía, sobre la actividad de distribución de electricidad.

La Resolución de 1 de abril de 2005 de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros de 25 de febrero de 2005, por el que se adoptan mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, concede al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en su mandato vigésimo primero, la determinación de la información que los distribuidores de energía eléctrica deberán remitir a la Comisión Nacional de Energía, incluyendo, entre otros, los costes de la energía eléctrica, los datos georreferenciados de los consumidores de energía eléctrica y el inventario físico de las instalaciones puestas en servicio a 31 de diciembre de 2004.

La Orden ITC/2670/2005, de 3 de agosto, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, determina la información que los distribuidores de energía eléctrica deben remitir a la Comisión Nacional de Energía para el establecimiento de una nueva metodología de retribución a la actividad de distribución, facultando explícitamente a la Comisión Nacional de Energía, en su artículo 3, para establecer mediante circular el grado de desagregación y detalle de dicha información.

En desarrollo de la misma, las Circulares 1/2006 de 16 de febrero, 1/2007 de 26 de julio, 2/2008 de 2 de octubre, 3/2009 de 27 de mayo, 2/2010 de 22 de julio, 1/2011 de 29 de junio, 1/2012 de 8 de marzo y 3/2012 de 12 de julio de la Comisión Nacional de Energía, sobre petición de información a remitir por las empresas distribuidoras de energía eléctrica a la Comisión Nacional de Energía para el establecimiento de una nueva metodología de retribución a la actividad de distribución establecen en su punto Tercero, que la Comisión Nacional de Energía podrá recabar de los sujetos referidos en el apartado Primero de la misma, cualesquiera otras informaciones adicionales que tengan por objeto aclarar el alcance y contenido de las informaciones remitidas, así como actualizar las tablas contenidas en el Anexo II.

El Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, en su artículo 11, asigna la responsabilidad de desarrollo de la Información Regulatoria de Costes a la Comisión Nacional de Energía y la habilita a dictar las circulares necesarias para obtener de las empresas los datos correspondientes a la misma.

Por todo lo anterior, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía estima procedente la emisión de la presente Circular, al amparo de la facultad expresamente atribuida a esta Comisión conforme a la disposición adicional undécima, tercero.4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, 5.2, 7.36, y 28.1 de la Ley 3/2013 de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, teniendo en cuenta, asimismo, lo establecido en las disposiciones adicionales primera y segunda, así como en la disposición transitoria tercera, de la mencionada Ley 3/2013, de 4 de junio.

En su virtud, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 31 de julio de 2012, acuerda:

Primero. *Sujetos a los que se solicita la información.*

Se detallan como sujetos a suministrar información, los siguientes:

1. Aquellos que, a fecha 31 de diciembre de 2012, realizaron la actividad de distribución de energía eléctrica, conforme queda definida en el artículo 39 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

2. El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, tal y como está definido en el artículo 6 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

Segundo. *Información que se solicita.*

1. Los sujetos indicados en el punto 1 del apartado Primero deberán remitir la información que a continuación se detalla:

1.1 Información que permita la caracterización del mercado de cada una de las empresas distribuidoras.

1.1.a) Información relativa a la demanda, actualizada a 31 de diciembre de 2012. Formularios 1, 2, 2A y 2B del Anexo IV.

1.1.b) Información relativa a la generación distribuida conectada a sus redes de distribución, actualizada a 31 de diciembre de 2012. Formulario 3 del Anexo IV.

1.2 Información que permita la caracterización de las infraestructuras empleadas para atender dichos mercados.

1.2.a) Información relativa al inventario de instalaciones de distribución existentes, actualizada a 31 de diciembre de 2012. Formularios del 9 al 20 del Anexo IV.

1.2.b) Información relativa a las instalaciones normalizadas a utilizar en el Modelo de Red de Referencia del Sistema Eléctrico Nacional, en su modalidad «Base Cero», actualizada a 31 de diciembre de 2012. Formularios del 21 al 25 del Anexo IV.

1.2.c) Información debidamente justificada relativa a las instalaciones normalizadas a utilizar en el Modelo de Red de Referencia del Sistema Eléctrico Nacional, en su modalidad «Incremental», las cuales se corresponderán con las instalaciones comúnmente utilizadas en la actualidad, actualizada a 31 de diciembre de 2012. Formularios 21 al 25 del Anexo IV.

1.3 Información económico-financiera a 31 de diciembre de 2012, que permita estimar los costes a los que se enfrentan las empresas distribuidoras en el ejercicio de su actividad (Información Regulatoria de Costes). Formularios 26 y 27 del Anexo IV.

1.4 Información de carácter contable que permita homogeneizar, a efectos retributivos, el inmovilizado a considerar para cada una de dichas empresas distribuidoras, con objeto de evaluar adecuadamente el reconocimiento de su nivel retributivo inicial.

1.4.a) El inmovilizado bruto y neto de distribución reflejado en libros de contabilidad a 31 de diciembre de 2012. Formularios 28 y 28 bis del Anexo IV.

1.4.b) Inventario auditado del inmovilizado de distribución, con el mayor desglose efectuado, acompañado de su valoración económica a valor histórico, para el ejercicio 2012, en soporte informático.

1.5 Información debidamente justificada sobre las nuevas demandas previstas para cada uno de los años 2012 a 2016, ambos inclusive, detallando la georreferenciación de la nueva demanda, el volumen de inversión previsto para atenderla y el inventario de instalaciones.

1.5.a) Información relativa a las nuevas demandas previstas (crecimientos horizontales agregados de demanda), actualizada a 31 de diciembre de 2012. Formulario 4 del Anexo IV.

1.5.b) Información relativa a las nuevas demandas previstas (crecimientos horizontales singulares de demanda), actualizada a 31 de diciembre de 2012. Formulario 5 del Anexo IV.

1.5.c) Información relativa a las nuevas demandas previstas (crecimientos verticales singulares de demanda), actualizada a 31 de diciembre de 2012. Formulario 6 del Anexo IV.

1.5.d) Información relativa a la nueva generación distribuida prevista actualizada a 31 de diciembre de 2012. Formulario 7 del Anexo IV.

1.5.e) Información relativa a las nuevas inversiones e instalaciones destinadas a atender los crecimientos horizontales y verticales de la demanda, actualizada a 31 de diciembre de 2012. Formulario 8 del Anexo IV.

2. El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte deberá remitir la información que permita la caracterización de todas las infraestructuras de la red de transporte que se encuentren conectadas a la red de distribución, actualizada a 31 de diciembre de 2012, en los Formularios 29, 29 bis y 30 del Anexo IV y la planificación vigente a fecha de entrega de datos de la circular, en los Formularios 29c, 29d y 30 bis.

3. En el Anexo I se detallan las instrucciones para completar la información solicitada en los formularios del Anexo IV, tanto de carácter técnico como económico. En cualquier caso, la empresa podrá realizar cuantas aclaraciones entienda pertinentes para cada uno de los formularios, a través del Formulario 31.

Adicionalmente, en el Anexo II se establece la codificación normalizada a emplear a la hora de cumplimentar los formularios del Anexo IV.

Asimismo, en el Anexo III se facilita la relación entre los conceptos de coste admisibles para su imputación desde la contabilidad financiera (cuentas del Real Decreto 437/1998) a la Información Regulatoria de Costes (opex, gfa e ingresos) en cada uno de los centros de coste.

#### Tercero. *Requerimientos de información.*

En todo caso, la Comisión Nacional de Energía podrá recabar de los sujetos referidos en el apartado primero cualesquiera otras informaciones adicionales que tengan por objeto aclarar el alcance y contenido de las informaciones remitidas, así como actualizar las tablas contenidas en el Anexo II.

La Comisión Nacional de Energía mantendrá actualizada en su página web la estructura de los formularios del Anexo IV, por lo que los sujetos definidos en el apartado primero deberán consultar las posibles actualizaciones de dichos formularios, previo al envío de la información que fueren a efectuar.

Asimismo, la Comisión Nacional de Energía podrá variar los formatos o el método de recepción de la información en función de las necesidades técnicas que vayan surgiendo, previa comunicación a los interesados.

#### Cuarto. *Procedimiento de remisión de la información.*

1. Los sujetos indicados en los puntos primero y segundo del apartado primero de la presente Circular, deberán remitir la información de todos los formularios que se les solicitan en el apartado segundo, integrados en los archivos definidos en el Anexo V de esta Circular, antes del 20 de septiembre de 2013.

2. Para su remisión, cada uno de los sujetos designará un interlocutor único, efectuando para ello el procedimiento habilitado al efecto ante la sede electrónica de la Comisión Nacional de Energía, en el plazo de 15 días hábiles contados a partir de la entrada en vigor de la presente Circular de petición de información. La denominación del procedimiento habilitado es «Circular 2/2013 de la CNE» y en él se deberá incluir la siguiente información: nombre y apellidos, puesto o cargo, número de teléfono, correo electrónico de contacto y dirección postal del interlocutor designado por la empresa declarante. Cualquier cambio que afecte a la designación del interlocutor responsable, así como a sus datos de referencia, se comunicará inmediatamente mediante escrito dirigido a la Comisión Nacional de Energía, indicando como referencia «Cambio de datos Interlocutor Circular 2/2013 CNE».

Tras la designación del correspondiente interlocutor, deberán efectuar el envío en el trámite habilitado al efecto en la sede electrónica de la Comisión Nacional de Energía y que le será comunicado a cada uno de los interlocutores por correo electrónico.

3. Una vez presentada la información, el Registro electrónico emitirá automáticamente un resguardo acreditativo de la presentación de la solicitud o comunicación que podrá ser archivado o impreso por el interesado.

4. Con posterioridad a la presentación de la información, la Comisión Nacional de Energía comunicará a la empresa si la información presentada por la misma cumple los requisitos mínimos para que pueda ser considerada como válida y, en su caso, las incoherencias detectadas y el plazo establecido para su subsanación.

5. Una vez concluida la auditoría establecida en el apartado Séptimo, se deberá entregar en el registro de la Comisión Nacional de Energía, el informe único de auditoría, en cumplimiento de la obligación y requerimientos establecidos en esta Circular.

Quinto. *Incumplimiento de la obligación de información.*

Previa la instrucción del correspondiente procedimiento sancionador, la negativa no meramente ocasional o aislada a facilitar a la Comisión Nacional de Energía la información solicitada mediante la presente Circular podrá ser sancionada como infracción muy grave, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 60.9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Asimismo, la negativa ocasional y aislada a facilitar a la Comisión Nacional de Energía la información solicitada mediante la presente Circular podrá ser considerada, previa la instrucción del correspondiente procedimiento sancionador, como infracción grave de conformidad con lo dispuesto en el artículo 61.a.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Igualmente, la no remisión a la Comisión Nacional de Energía en la forma y plazo exigible de la información solicitada mediante la presente Circular podrá ser considerada, previa la instrucción del correspondiente procedimiento sancionador, como infracción grave de conformidad con lo dispuesto en el artículo 61.a.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Sexto. *Inspecciones.*

Los sujetos obligados a remitir la información solicitada mediante la presente Circular, tienen la obligación de comprobar la veracidad de la información enviada a la Comisión Nacional de Energía.

A tal fin y de acuerdo con la disposición adicional undécima, tercero.4 segundo párrafo, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, la Comisión Nacional de Energía podrá realizar las inspecciones que considere necesarias con el fin de confirmar la veracidad de la información que, en cumplimiento de la presente Circular, le sea aportada.

Séptimo. *Auditoría de la información remitida a la Comisión Nacional de Energía.*

La información de caracterización del mercado y de las infraestructuras y la Información Regulatoria de Costes aportada, en su caso, por los sujetos referidos en el punto 1 del apartado primero deberá ser auditada por un tercero independiente y remitida, en un único informe que cumpla los requisitos establecidos en el Anexo VI, a la Comisión Nacional de Energía en el plazo máximo de tres meses, desde la entrada en vigor de la presente Circular, en el que el tercero se pronuncie sobre la validez de los datos aportados en cada uno de los formularios.

En aquellos casos en los que la empresa distribuidora no aporte un dato que le haya sido requerido en esta Circular y se requiera del mismo en la normativa básica de carácter estatal que el dato debe ser auditado, el tercero independiente deberá efectuar un explícito pronunciamiento sobre la viabilidad de su aportación.

No obstante, para los trabajos internos de metodología retributiva la Comisión Nacional de Energía utilizará la información sin auditar aportada por los sujetos referidos en el punto 1 del apartado primero, en las fechas establecidas en el apartado cuarto, utilizándose la información auditada en la primera revisión anual, aplicándose, en su caso, los intereses y/o penalizaciones que se determinen si de la información no auditada se hubiere derivado una mayor retribución de la obtenida con la información auditada.

Octavo. *Confidencialidad.*

La gestión y comprobación de la información remitida será responsabilidad de la Comisión Nacional de Energía, quien deberá ponerla a disposición de la Dirección General de Política Energética y Minas cuando le sea solicitado por ésta, así como de las Comunidades Autónomas que lo soliciten en lo que sea de interés para el normal ejercicio de sus competencias.

La información estará sujeta a las siguientes normas de confidencialidad, sin perjuicio de lo dispuesto a estos efectos en la normativa vigente al respecto:

1. Como norma general, toda la información recibida tendrá carácter confidencial, salvo aquellos datos que figuren agregados.
2. La Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de Energía podrán difundir la información que tenga carácter confidencial, una vez agregada y a efectos estadísticos, de forma que no sea posible la identificación de los sujetos a quienes se refiere la misma.
3. El personal que tenga conocimiento de información de carácter confidencial, estará obligado a guardar secreto respecto de la misma.

Noveno. *Recurso.*

De conformidad con la disposición adicional cuarta de la Ley 29/1998, de 13 de julio, Reguladora de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa, en relación con las disposiciones adicionales tercera y cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la presente Circular pone fin a la vía administrativa.

Décimo. *CNMC.*

De conformidad con lo establecido en la normativa vigente, todas las referencias a la CNE contenidas en el texto de la presente Circular, se entenderán hechas a la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, desde el momento de la puesta en funcionamiento de la misma.

Undécimo. *Entrada en vigor.*

Lo establecido en esta Circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 31 de julio de 2013.–El Presidente de la Comisión Nacional de Energía, Alberto Lafuente Féliz.

## ANEXO I

## INSTRUCCIONES PARA COMPLETAR LA INFORMACIÓN SOLICITADA EN LOS FORMULARIOS DEL ANEXO IV, EN RELACIÓN CON LA INFORMACIÓN REGULATORIA DE COSTES

## 1. DEFINICIONES BÁSICAS DE LA INFORMACIÓN REGULATORIA DE COSTES

La información regulatoria de costes requiere a las empresas información económico-financiera que permita homogeneizar, a efectos retributivos, el inmovilizado y los otros costes a considerar para cada una de las empresas distribuidoras, con objeto de evaluar adecuadamente el reconocimiento de su nivel retributivo inicial.<sup>1</sup>

Todos los formularios vendrán definidos por tablas en formato ASCII. Los ficheros contendrán una fila por cada registro, y los campos estarán separados por punto y coma. En cada formulario se especifican los distintos formatos y tipos de datos que son necesarios en la información suministrada, de acuerdo con códigos SQL. Estos códigos se incluyen en las Tablas 9 y 10 del Anexo II y figuran en cada uno de los campos de los formularios facilitados en el Anexo IV.

Se requiere que las empresas desglosen los costes operativos y de capital previstos por el Plan General de Contabilidad, y en concreto por el Real Decreto 437/1998, por centro de coste, provincia y/o instalación, según el esquema recogido por los Formularios 26 y 28 del Anexo IV que se refieren, respectivamente, a la información económico-financiera de centros de coste y a las variaciones de inmovilizado. Este desglose es necesario en aras de obtener un conocimiento adecuado de la estructura de costes de cada empresa, y en particular para identificar anomalías o situaciones de sobre-costes aparentes en el marco de revisiones regulatorias futuras.

Se incluye adicionalmente otro formulario (el número 27 del Anexo IV) que permite a cada distribuidor establecer una declaración de criterios de reparto y asignación de las cuentas de gasto e ingreso recogidas en la Tabla 12 del Anexo II, indicando las unidades físicas (de entre las facilitadas en la Tabla 7 del Anexo II) empleadas para realizar dicho reparto por actividades y provincias.

De forma general, cuando para cubrir un formulario se haga necesario utilizar una codificación predeterminada, se remitirá a dicha codificación contenida en las tablas del Anexo II, o bien se indicará el organismo oficial de referencia para la consulta de dicha codificación.

A continuación se describen brevemente algunos de los conceptos empleados en la recopilación de la información regulatoria de costes:

<sup>1</sup> Este ejercicio de homogeneización tiene su limitación principal en el hecho de que las actuales estructuras financieras de las distintas empresas distribuidoras del sector eléctrico no son comparables ni homogéneas, ya que vienen heredadas de la estructura financiera de las empresas integradas verticalmente origen de las actuales empresas distribuidoras que, al tener diferencias tanto en el *mix* como en la capacidad de generación eléctrica, como en las distintas políticas financieras, tenían estructuras financieras diferentes. Además, los criterios de asignación de los activos y pasivos a las distintas actividades en el proceso de separación de negocios para adaptarse al nuevo marco legal no han sido homogéneos, y si bien los activos eléctricos estarán homogéneamente asignados, este podría no ser el caso en otras partidas que pueden afectar significativamente a los recursos necesarios. Dentro de éstos cabe destacar los criterios utilizados por las distintas empresas del sector para imputar a cada actividad o al holding conceptos tales como, entre otros, los ingresos a distribuir en varios ejercicios, fruto de subvenciones o cesiones de instalaciones, así como los impuestos anticipados y diferidos o los compromisos por pensiones causadas.

- Centro de coste: Se define como la unidad mínima en que es posible descomponer la estructura organizativa de la empresa a efectos de gestión y seguimiento económico.
- Opex: Se define como la suma de los costes relacionados directa e indirectamente con las actividades de operación y mantenimiento de la empresa distribuidora, que se asignan a los centros de coste tal y como se recoge en el Anexo III sobre la base de las cuentas del Real Decreto 437/1998, de 20 de marzo, de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del Sector Eléctrico, si aplica, o del Plan General de Contabilidad, en su defecto.
- Gastos financieros y asimilables (GFA): Se define como la suma de los costes de naturaleza financiera de la empresa distribuidora, que se asignan a los centros de coste tal y como se recoge en el Anexo III sobre la base de las cuentas del Real Decreto 437/1998, de 20 de marzo, de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del Sector Eléctrico, si aplica, o del Plan General de Contabilidad, en su defecto.
- Ingresos: Se define como la suma de los ingresos obtenidos por cada uno de los centros de coste definidos en la actividad "ACTIVIDADES Y SERVICIOS CON RETRIBUCIÓN PROPIA", siendo tan sólo aplicable a dichos centros de coste. Se definen también, para cada uno de dichos centros de coste, las cuentas relacionadas del Real Decreto 437/1998 (véase el Anexo III).
- Actividad: Se define como una agrupación de centros de coste.

## 2. CRITERIOS CONTABLES A LOS EFECTOS DE LA INFORMACIÓN REGULATORIA DE COSTES

En el proceso de desglose de los costes operativos y de capital por centros de coste, provincia y/o instalación, las empresas deberán respetar los siguientes criterios generales:

- Causalidad: Los costes deberán ser asignados a los centros de coste que los causan u originan.
- Objetividad: La asignación deberá basarse, en lo posible, en criterios objetivos; en el caso de los costes indirectos, los inductores/generadores de costes deberán ser objetivos y cuantificables (véase la Tabla 7 del Anexo III)
- Continuidad: Salvo causa justificada, que tendrá que ser aprobada por la CNE, los criterios de asignación deberán mantenerse de año en año.
- Transparencia: El procedimiento de asignación deberá ser susceptible de aclaración en todas sus fases.

En conformidad con el Artículo 6 de la presente Circular, la CNE podrá realizar las verificaciones que considere necesarias con el fin de confirmar que la información aportada responde a los criterios anteriores.

A los efectos de la información regulatoria de costes deberán tenerse en cuenta las siguientes definiciones de Inversiones y de Compras y Gastos, de acuerdo con lo establecido en el Plan General de Contabilidad.

**Inversiones:**

Comprende los elementos del patrimonio destinados a servir de forma duradera en la actividad de la empresa. También se incluyen en este grupo los gastos de establecimiento y los gastos a distribuir en varios ejercicios.

Dentro de las inversiones destacan las instalaciones técnicas, que se definen como unidades complejas de uso especializado en el proceso productivo, que comprenden: edificaciones, maquinaria, material, piezas o elementos, incluidos los sistemas informáticos que, aun siendo separables por naturaleza, están ligados, de forma definitiva, para su funcionamiento y sometidos al mismo ritmo de amortización. Se incluirán, asimismo, los repuestos o recambios válidos exclusivamente para este tipo de instalaciones.

**Compras y gastos:**

Se entiende por compras los aprovisionamientos de mercaderías y demás bienes adquiridos por la empresa para revenderlos, bien sea sin alterar su forma y sustancia, o previo sometimiento a procesos industriales de adaptación, transformación o construcción. Comprende también todos los gastos del ejercicio, incluidas las adquisiciones de servicios y de materiales consumibles, la variación de existencias adquiridas y las pérdidas extraordinarias del ejercicio. Los gastos son aquellos en los que incurre la empresa regular o cíclicamente en el ejercicio de sus actividades de tráfico. En el vigente Plan Contable los gastos se han incluido en las cuentas siguientes:

60	Compras
61	Variación de existencias
62	Servicios exteriores
63	Tributos (salvo lo referido al impuesto sobre los beneficios)
64	Gastos de personal
65	Otros gastos de gestión
66	Gastos financieros
67	Pérdidas procedentes del inmovilizado y gastos excepcionales
68	Dotaciones para amortizaciones
69	Dotaciones a las provisiones

**2.1.- Inversiones materiales**

Las inversiones materiales se valorarán por su precio de adquisición o su coste de producción. El precio de adquisición incluirá, además del importe de los cargos, liquidaciones, facturas y certificaciones de obras recibidas de los proveedores, contratistas y acreedores en general, todos los gastos adicionales de carácter no financiero que se produzcan hasta su puesta en condiciones de funcionamiento, otorgada, en su caso, mediante la correspondiente Acta de puesta en marcha.

El coste de producción de los bienes construidos por la propia empresa distribuidora se obtendrá añadiendo al precio de adquisición de las materias primas y otras materias consumibles, los demás costes directamente imputables a dichos bienes, más la parte que corresponda de los costes indirectamente imputables a los bienes de que se trata, de carácter no financiero, en la medida en que tales costes correspondan al periodo de construcción.

En todo caso, las inversiones materiales no serán objeto de amortización en tanto no entren en funcionamiento.

Se considerarán como inversiones las adquisiciones de grandes equipos de reserva por razones de seguridad, tales como transformadores de reserva y otros repuestos de gran entidad, aunque los mismos no se encuentren en funcionamiento con carácter permanente.

Las inversiones materiales históricas se habrán actualizado, en su caso, al amparo de diversas disposiciones legales, la última de ellas el Real Decreto-Ley 7/1996, de 7 de junio. El incremento de valor resultante de las operaciones de actualización se amortizará en el periodo que reste para completar la vida útil de los activos actualizados, salvo que se hayan acogido a un Plan específico o a Criterios específicos de amortización, los cuales deberán ser puestos en conocimiento del regulador.

## 2.2.- Vida útil de las instalaciones

Se deducirán del valor del inmovilizado las amortizaciones practicadas, las cuales se establecerán sistemáticamente en función de la vida útil de los bienes, atendiendo a la depreciación que normalmente sufren por su funcionamiento, uso y disfrute. La vida útil representará una estimación razonable del periodo durante el cual se espera que el bien produzca rendimientos con regularidad. En dicha estimación se tendrán en cuenta factores como el uso y desgaste esperado, la obsolescencia normal o, en su caso, otros límites de cualquier naturaleza (legales, etc.) que afecten a la utilización del elemento.

A los efectos de la información regulatoria de costes, los periodos de vida útil a considerar para las distintas instalaciones, que serán homogéneos para todas las empresas distribuidoras, sin perjuicio del criterio contable adoptado por la empresa, que en todo caso deberá ser puesto en conocimiento del regulador, serán los siguientes:

- Líneas	40
- Subestaciones	40
- Centros de Transformación	40
- Despachos de maniobras y Telecontrol	14
- Equipos de medida y control electromecánicos	30
- Equipos de medida y control estáticos	15
- Resto de instalaciones de distribución	40
- Construcciones	50
- Utillaje	5
- Mobiliario	10
- Equipos para procesos de información	4
- Elementos de Transporte	8
- Propiedad industrial	5
- Aplicaciones informáticas	5

## 2.3.- Activación de gastos financieros y trabajos realizados para su inmovilizado

En aplicación del principio de prudencia, a los efectos de la información regulatoria de costes, no se activarán gastos financieros en el inmovilizado. No obstante, se

admitirá la existencia de determinadas instalaciones que recogen en su valoración gastos financieros activados históricamente en las mismas, justificados por la financiación externa durante el periodo de construcción, que en todo caso deberán ser puestos en conocimiento del regulador.

En relación con la activación de gastos de personal, se seguirá el criterio de activar directamente en cada obra los gastos del personal directamente asignado al desarrollo y construcción de las respectivas obras. También se podrán activar como mayor valor de las nuevas instalaciones los restantes gastos del personal relacionado directa o indirectamente con la construcción de estas instalaciones. Los criterios utilizados por las empresas para la activación de gastos de personal indirectos deberán ser puestos en conocimiento del regulador, para su aprobación.

#### 2.4.- Inversiones de nueva construcción y ampliación; sustitución o renovación; mejora. Mantenimiento.

Se entenderá como inversión de nueva construcción, aquéllas que suponen la realización o incorporación de nuevas instalaciones. Esta categoría incluye las inversiones de ampliación.

Se entenderá por sustitución o renovación, aquéllas que suponen una reposición del equipo o equipos principales y, por tanto, una actualización de la vida útil de la instalación. El importe de estas actuaciones se contabilizará como mayor valor del inmovilizado que se trate. Simultáneamente, se procederá a dar de baja los elementos sustituidos.

Como inversiones de mejora, se incluirán aquéllas que suponen una modificación sustancial de la instalación en cuanto a sus características técnicas y, por tanto, un aumento de capacidad productiva, eficiencia productiva o alargamiento de su vida útil, sin suponer la incorporación de nuevas unidades físicas. Estas inversiones se considerarán como mayor valor del inmovilizado y deberán suponer un volumen de inversión de, al menos, el 50% del valor de reposición de la instalación.

Las inversiones realizadas por las empresas con cargo a la partida de "Planes de Calidad de Servicio" que, en su caso, incluya la tarifa eléctrica, deberán ser expresamente identificadas en la información regulatoria de costes a remitir por las empresas, en el centro de costes correspondiente.

Los gastos de mantenimiento, conservación y reparaciones se deberán cargar en la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio en que se produzcan. El mantenimiento comprenderá las actuaciones encaminadas a conservar el elemento del inmovilizado en buenas condiciones de funcionamiento y con la misma capacidad productiva, a verificar que su estado ofrece las garantías necesarias para la continuidad del suministro en condiciones de seguridad o las originadas por averías que afectan al servicio.

#### 2.5.- Cesiones de instalaciones

Las cesiones de instalaciones se registrarán en el activo por su valor de mercado, con abono a la cuenta "Ingresos a distribuir en varios ejercicios" que deberá imputarse a resultados en la misma medida en que se amorticen las instalaciones correspondientes.

Los gastos de mantenimiento, conservación y reparaciones correspondientes a las instalaciones cedidas serán registrados del mismo modo que para el resto de instalaciones.

## 2.6.- Equipos de medida y control

Los equipos de medida y control, a los efectos de la *información regulatoria de costes*, se registrarán siguiendo los criterios generales para el inmovilizado material, por lo que, al precio de adquisición de los distintos equipos de medida y control se añadirán todos los costes directamente imputables a dichos bienes.

Siguiendo la normativa contable, al precio de adquisición de los equipos de medida y control se añadirán todos los gastos adicionales que se produzcan hasta su puesta en funcionamiento, incluyendo los costes de montaje y logística de tales equipos de medida y control.

En las operaciones de sustitución de equipos de medida y control por otros nuevos, se considerará que un 50% corresponde a la operación de retirada del equipo antiguo (gasto) y el otro 50% afecta al montaje del equipo nuevo (inversión).

## 2.7.- Energía Pendiente de Facturación

Dentro del importe neto de la cifra de negocios de la cuenta de pérdidas y ganancias, se incluirá una estimación de la energía suministrada a clientes que se encuentra pendiente de facturación, dado que el periodo habitual de lectura de los equipos de medida no coincide con el cierre de los estados financieros del ejercicio. A tales efectos las empresas distribuidoras deberán presentar el detalle de los criterios utilizados para dicha estimación.

## 2.8.- Ingresos a distribuir en varios ejercicios

Se incluirán en este capítulo las subvenciones de capital devengadas al amparo de lo previsto en los Convenios firmados con las Administraciones Públicas, los ingresos recibidos por derechos de acometida, correspondiente a las inversiones de extensión necesarias para hacer posibles los nuevos suministros, así como las instalaciones cedidas por terceros.

Estos conceptos se imputarán a resultados en la misma proporción en que se amorticen los bienes que se han adquirido con cargo a dicha subvención.

## 2.9.- Derechos de acceso, de enganche y de verificación y alquileres de equipos de medida y control

Los ingresos por derechos de acceso, por derechos de enganche, por derechos de verificación, y por alquiler de equipos de medida y control se registrarán como ingresos del ejercicio en que se devengan.

## 2.10.- Penalizaciones por calidad

Las penalizaciones por calidad de servicio y calidad de atención al cliente establecidos en la normativa vigente, por tener la condición de bonificación, se registrarán como un menor importe de la cifra de negocios, tal y como establece el Plan General de Contabilidad en su adaptación al Sector Eléctrico. Esta partida deberá ser desagregada a nivel provincial en las diferentes zonas que a estos efectos establece el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, o norma que lo sustituya.

Adicionalmente, el resto de reclamaciones de los clientes que, en su caso, den lugar a indemnizaciones, se registrarán como un coste operativo adicional según su naturaleza.

#### 2.11. Programas nacionales de gestión de la demanda

Los costes incurridos por las empresas con cargo a la partida de “Programas nacionales de gestión de la demanda” que, en su caso, incluya la tarifa eléctrica, deberán ser expresamente identificados en la información regulatoria de costes a remitir por las empresas.

### 3. DESAGREGACIÓN DE LA INFORMACIÓN REGULATORIA DE COSTES

#### 3.1.- Por tipo de Actividad

La desagregación de la información regulatoria de costes atenderá a las siguientes Actividades:

##### 3.1.1.- Actividad de planificación y desarrollo de red

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C1	PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE RED
C101	Planificación de activos e instalaciones
C102	Construcción de activos e instalaciones
C103	Inspección y control de nuevas instalaciones
C106	Gastos financieros de planificación y desarrollo de red

##### 3.1.2.- Actividad de operación de red

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C2	OPERACIÓN
C201	Gestión de las solicitudes de nuevos suministros
C202	Inspección y control de operación
C203	Operación de centros de control y operación local

##### 3.1.3.- Actividad de mantenimiento

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C31	MANTENIMIENTO PREVENTIVO
C311	Mantenimiento preventivo de instalaciones
C32	MANTENIMIENTO CORRECTIVO
C321	Mantenimiento correctivo de instalaciones

## 3.1.4.- Actividad de gestión de la energía

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C4	GESTIÓN DE LA ENERGÍA
C401	Gestión de compras de energía
C402	Gestión de las liquidaciones de los ingresos regulados
C403	Actuaciones con cargo a programas de Gestión de la Demanda
C404	Implantación sistema teledemanda – telegestión (equipos y sistemas informáticos)

## 3.1.5.- Actividad de gestión de la calidad y del medio ambiente

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C5	GESTIÓN DE LA CALIDAD Y DEL MEDIO AMBIENTE
C501	Gestión de la calidad de los servicios de red
C502	Eficiencia energética
C503	Gestión medioambiental
C504	Compensaciones automáticas por aplicación de Orden Eco 797/2002
C505	Compensaciones por no cumplimiento de plazos de calidad comercial
C506	Resto de compensaciones por falta de continuidad de suministro a clientes

## 3.1.6.- Actividad de gestión comercial

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C6	GESTIÓN COMERCIAL
C601	Gestión y control de ATRs de distribución
C602	Lectura, tratamiento y puesta a disposición de la información
C603	Inspecciones y control de fraudes
C604	Facturación
C605	Cobros
C606	Gestión de impagados
C607	Atención al cliente en oficinas comerciales
C608	Centros de atención telefónica

## 3.1.7.- Actividades y servicios con retribución propia

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C7	ACTIVIDADES Y SERVICIOS CON RETRIBUCIÓN PROPIA
C704	Costes de realización de acometidas
C705	Costes de contratación de nuevos suministros
C706	Retranqueos y trabajos por cuenta de terceros
C711	Costes por gestión de compra de equipos de medida (ofertas, evaluación, adjudicación y recepción)
C712	Coste por verificación inicial de equipos de medida
C713	Costes por conexión, precintado y pruebas de puesta en servicio de equipos de medida
C714	Otros costes de adquisición de equipos de medida (gestión de stocks, almacenamiento y transporte)

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C715	Costes de actualización anual de calendario de festivos y cambio de horario de verano a invierno en equipos de medida
C716	Costes de reparametrización de equipos de medida ante cambios en las condiciones del contrato
C717	Costes de desinstalación de equipos de medida averiados
C718	Costes de verificación sistemática o periódica de equipos de medida
C720	Costes derivados de PLC

En los siguientes centros de Coste del grupo 7, relacionados con actividades con retribución propia, deberán ser detallados los siguientes extremos:

- se declararán como ingresos del ceco C704, las correspondientes cuotas de extensión
- se declararán como ingresos del ceco C705, las correspondientes cuotas de acceso
- se declararán como ingresos del ceco C712, las correspondientes cuotas de verificación
- se declararán como ingresos del ceco C713, las correspondientes cuotas de conexión

### 3.1.8.- Actividades y servicios de estructura

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C8	SERVICIOS DE ESTRUCTURA
C801	Asesoría jurídica y tributos
C802	Comunicación
C803	Regulación
C804	Control interno de gestión de riesgos
C805	Gestión de aprovisionamientos
C806	Gestión de recursos humanos
C807	Información financiera
C808	Sistemas y telecomunicaciones
C809	Servicios generales
C810	Investigación y Desarrollo
C811	Tasa de ocupación de la vía pública

### 3.2.- Por ámbito geográfico

La información aportada relativa al Opex y GFA de cada uno de los centros de coste que se detallan en la información regulatoria de costes atenderá a los siguientes ámbitos geográficos.

#### 3.2.1.- A nivel empresa

Se declararán a nivel empresa los siguientes centros de coste:

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C106	Gastos financieros de planificación y desarrollo de red
C401	Gestión de compras de energía
C402	Gestión de las liquidaciones de los ingresos regulados
C608	Centros de atención telefónica
C720	Costes derivados de PLC
C801	Asesoría jurídica y Tributos
C802	Comunicación
C803	Regulación
C804	Control interno de gestión de riesgos
C805	Gestión de aprovisionamientos
C806	Gestión de recursos humanos
C807	Información financiera
C808	Sistemas y telecomunicaciones
C809	Servicios Generales y gestión de edificios, locales y terrenos
C810	Investigación y Desarrollo
C811	Tasa de ocupación de la vía pública

## 3.2.2.- Nivel provincial

Se declararán a nivel provincial los siguientes centros de coste:

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C101	Planificación de activos e instalaciones
C102	Construcción de activos e instalaciones
C103	Inspección y control de nuevas instalaciones
C201	Gestión de las solicitudes de nuevos suministros
C202	Inspección y control de operación
C203	Operación de centros de control y operación local
C311	Mantenimiento preventivo de instalaciones
C321	Mantenimiento correctivo de instalaciones
C403	Actuaciones con cargo a programas de Gestión de la Demanda
C404	Implantación sistema telemedida – telegestión (equipos y sistemas informáticos)
C501	Gestión de la calidad de los servicios de red
C502	Eficiencia energética
C503	Gestión medioambiental
C504	Compensaciones automáticas por aplicación de Orden Eco 797/2002
C505	Compensaciones por no cumplimiento de plazos de calidad comercial
C506	Resto de compensaciones por falta de continuidad de suministro a clientes
C601	Gestión y control de ATRs de distribución
C602	Lectura, tratamiento y puesta a disposición de la información
C603	Inspecciones y control de fraudes
C604	Facturación
C605	Cobros
C606	Gestión de impagados
C607	Atención al cliente en oficinas comerciales
C704	Costes de realización de acometidas
C705	Costes de contratación de nuevos suministros
C706	Retranqueos y trabajos por cuenta de terceros
C712	Coste por verificación inicial de equipos de medida
C713	Costes por conexión, precintado y pruebas de puesta en servicio de equipos de medida
C714	Otros costes de adquisición de equipos de medida (gestión de stocks, almacenamiento y transporte)
C715	Costes de actualización anual de calendario de festivos y cambio de horario de verano a invierno en equipos de medida
C716	Costes de reparametrización de equipos de medida ante cambios en las condiciones del contrato
C717	Costes de desinstalación de equipos de medida averiados
C718	Costes de verificación sistemática o periódica de equipos de medida

## 3.3.- Por tipo de instalaciones

La desagregación de los costes correspondientes a los centros de coste definidos en la información regulatoria de costes atenderá a los tipos de instalaciones que se detallan a continuación, siempre y cuando los mismos deban desglosarse por instalaciones, véanse tablas 4a y 4b del Anexo II.

En todos los casos, además de la información de carácter económico deberá aportarse información relativa a las unidades físicas puestas en servicio (para líneas: nº de kilómetros con un decimal; para subestaciones y centros de transformación: nº de posiciones, MVA y MVAr) habilitándose espacio al efecto en cada una de las tablas.

Los costes de los elementos comunes tales como terrenos, edificios, cerramientos, etc. deberán imputarse de manera proporcional a los saldos brutos de cada categoría de tensión.

Los centros de coste que deberán ser declarados por tipo de instalación, son los siguientes:

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C102	Construcción de activos e instalaciones
C311	Mantenimiento preventivo de instalaciones
C321	Mantenimiento correctivo de instalaciones
C602	Lectura, tratamiento y puesta a disposición de la información
C704	Costes de realización de acometidas
C706	Retranqueos y trabajos por cuenta de terceros
C711	Costes por gestión de compra de equipos de medida (ofertas, evaluación, adjudicación y recepción)
C712	Coste por verificación inicial de equipos de medida
C713	Costes por conexión, precintado y pruebas de puesta en servicio de equipos de medida
C715	Costes de actualización anual de calendario de festivos y cambio de horario de verano a invierno en
C716	Costes de reparametrización de equipos de medida ante cambios en las condiciones del contrato
C717	Costes de desinstalación de equipos de medida averiados
C718	Costes de verificación sistemática o periódica de equipos de medida

#### 3.4.-Expedientes de Regulacion de Empleo

En nota separada, se deberá identificar los expedientes de regulación de empleo aplicados durante el ejercicio y los centros de coste en los que los mismos han sido repercutidos (formulario 26). Adicionalmente, se deberá detallar en nota separada (formulario 31) el número de efectivos afectados y los importes que han sido aplicados, distinguiendo entre la dotaciones y aplicaciones registradas en el ejercicio y el saldo total acumulado de provisión.

#### 3.5.-Sistema de incentivos y planes de pensiones

En nota separada, se deberá identificar las provisiones contabilizadas en relación a sistemas de incentivos variables, retribuciones a largo plazo, retribuciones variables basadas en opciones y planes de pensiones y otros sistemas de retribución variable a largo plazo, distinguiendo para cada uno de ellos entre dos categorías Consejo y Alta Dirección y Resto de personal (formulario 26). Adicionalmente, se deberá detallar en nota separada (formulario 31) el número de efectivos afectados y los importes que han sido aplicados, distinguiendo entre la dotaciones y aplicaciones registradas en el ejercicio y el saldo total acumulado de provisión.

#### 3.6.-Otros impuestos o tasas distintas a la Tasa de Ocupación de la Vía Pública

Los importes serán registrados en el centro de costes (CECO) C801 por sus importes devengados, debiendo indicar cuales de ellos han sido efectivamente satisfechos. A este respecto se deberá aportar la norma o disposición que la establezca y una relación de los importes devengados por cada una de ellas, distinguiendo el ámbito en el que las mismas han sido satisfechas.

Con carácter de mínimo, se aportará la siguiente información en la relación en la que se detallen los importes:

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Ambito	C: CCAA P: Provincial L: Local	Char 1
Municipio	Código de municipio INE (a fecha 01/01/2012)	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Importe devengado a 31/12/2012	Importe en €s	Number(11,2)
Importe satisfecho a 31/12/2012	Importe en €	Number(11,2)
Nombre norma	Nombre del archive adjunto en el que se detalla la normativa	Varchar2 25

#### 4.- Emisión de notas justificativas

Conjuntamente a la entrega de la información correspondiente a la Circular, se requiere a las empresas que entreguen notas justificativas en formato electrónico. Las notas tienen carácter explicativo y no justifican la aplicación de criterios distintos de los establecidos en el texto de la Circular. Sirven esencialmente para: (1) aportar información que se pide en el Anexo I y (2) explicar criterios de reparto o supuestos adicionales realizados por la empresa.

Dichas notas se entregarán en un fichero CIR22013\_NOTAS\_CODDIS\_AAAA con los siguientes campos:

Año	Cod_Dis	Cod_nota	Ruta al fichero en el DVD
2004	R1-999	A4F28666U13	C:\4F28666U13.doc
2004	R1-999	A1E211	C:\TC1A1E211.doc

A efectos de notación se realizan las siguientes definiciones:

Cuerpo circular:	TC
Anexo I	A1
Anexo I parte económica	A1E
Anexo I parte técnica	A1T
Anexo II	A2
Anexo III	A3
Anexo IV	A4
Anexo V	A5

Se utilizarán asimismo los códigos establecidos en las tablas del Anexo II y el de cuentas, CECOS y párrafos a los que vayan dirigidas las notas.

## INSTRUCCIONES PARA COMPLETAR LA INFORMACIÓN SOLICITADA EN LOS FORMULARIOS DEL ANEXO IV, EN RELACIÓN CON LA INFORMACIÓN A UTILIZAR POR EL MODELO DE RED DE REFERENCIA

---

### 1. INSTRUCCIONES GENERALES

A continuación se facilitan indicaciones genéricas para completar la información solicitada en los formularios del Anexo IV, relativos a información técnica.

Todos los formularios vendrán definidos por tablas en formato ASCII. Estas tablas incluirán datos de la ubicación y las características técnicas de los elementos de la red. Los ficheros contendrán una fila por cada registro, y los campos estarán separados por punto y coma. En cada formulario se especifican los distintos formatos y tipos de datos que son necesarios en la información suministrada, de acuerdo con códigos SQL. Estos códigos se incluyen en las Tablas 9 y 10 del Anexo II y figuran en cada uno de los campos de los formularios facilitados en el Anexo IV.

Las coordenadas UTM contenidas en las tablas deben estar referidas al huso 30. Los códigos de identificación de las compañías distribuidoras serán los obtenidos del Registro de Distribuidores del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que figuran en la Tabla 1 del Anexo II; la última actualización disponible de dicho Registro puede ser consultada en la página web del MITyC.

La codificación de municipios y provincias será la utilizada por el Instituto Nacional de Estadística (para los formularios de información económica se facilita una codificación provincial análoga en la Tabla 3 del Anexo II).

En las tablas que incluyen códigos nodales es importante que éstos sean coherentes entre sí y que no haya duplicidades en los mismos, de forma que exista una relación biunívoca con los nudos de la topología real de la red. Puede darse el caso de que distintos clientes tengan el mismo código de nudo, por estar asociados a la misma acometida, pero en ese caso la localización geográfica (coordenadas) de dichos clientes debe ser la misma. Además, las coordenadas suministradas deben ser coherentes con la información correspondiente a los municipios en los que están situados los clientes. Las redes declaradas deben ser coherentes y cumplir con los requisitos de conectividad necesarios para que se puedan suministrar las demandas georreferenciadas, que además deben tener unos valores de demanda lógicos (esto es, debes ser tales que se pueda suministrar la demanda con las instalaciones disponibles en el nivel de tensión correspondiente).

Para comprobar la coherencia de los datos de red suministrados, se exigirá la convergencia de un flujo de cargas en las redes suministradas. Este flujo de cargas se realizará con niveles de demanda del 5% de las potencias contratadas.

Los datos que no verifiquen los requisitos anteriormente mencionados serán devueltos para su corrección.

Independientemente y de forma adicional a la aplicación de la codificación normalizada propuesta en el apartado siguiente, cada instalación informada recibirá un código individual libremente asignado por cada empresa y cuyo registro queda detallado en los formularios descritos en el Anexo IV, recibiendo la denominación de "código de subestación", "código de centro de transformación", "código del nudo", "código de tramo", "código de máquina", etc. Dicho código consistirá en un identificador alfanumérico único para cada instalación (se considerarán como máximo 20 caracteres) y aplicable a lo largo de la vida útil de cada uno de los

elementos informados en todas las sucesivas declaraciones de información que se hayan de realizar ante esta Comisión.

Cuando en los formularios se solicite el “Año de incorporación” o “Año de incorporación en la base de datos” se entenderá por tal el ejercicio en que la información contenida en dicho formulario ha sido declarada a esta Comisión con motivo de la presente Circular. En este caso, se referirá al año 2010.

Cualquier campo se declarará como NULL, cuando no se disponga de valor a aportar.

## 2.- CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN NORMALIZADA DE INSTALACIONES

Se describen en adelante los criterios a seguir para clasificar las principales instalaciones de distribución (y subestaciones de transporte que son fuente de las redes de distribución) en un conjunto normalizado de categorías predefinidas. Esta clasificación será utilizada como parte integrante de la trazabilidad de la relación cliente-red.

El Código de Identificación Normalizada de Instalaciones (CINI) constará de un total de siete caracteres.

Las reglas de formación del CINI, se exponen a continuación, recogándose en la Tabla 6 del Anexo II el desglose de clasificación de instalaciones según la codificación propuesta.

## 3. DESCRIPCIÓN DE LOS FORMULARIOS

A continuación se comenta el contenido y particularidades de los formatos que servirán de patrón para elaborar los ficheros en que se recopilará la información.

### 3.1.-Formularios relacionados con la generación y la demanda

Se trata de los formularios correspondientes a los datos de clientes (formularios 1 y 2), generadores distribuidos (formulario 3) y previsiones de demanda futura (formularios 4 al 7).

En relación con las nuevas demandas previstas, se distinguirá entre crecimientos horizontales de demanda (aquellos que suponen una expansión de la red, formularios 4 y 5) y crecimientos verticales singulares de demanda (aumento en el consumo de clientes ya existentes, formulario 6) y nueva generación distribuida prevista (formulario 7).

El formulario 8 permite a las empresas declarar el volumen de inversión previsto en los próximos años, detallado por tipo de instalación que tiene previsto realizar la empresa para atender los incrementos de demanda que ha declarado en los formularios 4 al 7.

### 3.2.-Formularios relacionados con la topología y características de la red

Los formularios 9 y 10 recogen sendos tipos de archivo ASCII a utilizar para describir la topología de la red real y sus atributos. En el formulario 9 se recogen todos los tramos de la red, incluyendo para cada tramo su código y las coordenadas geográficas por las que discurre su trazado. El formato a utilizar en el formulario 9 es el estándar “Arc/Info Generate Format”. Cada tramo vendrá identificado por una serie de líneas: la primera se reserva para el código del tramo, y las siguientes se

utilizan para enumerar los vértices de los segmentos de los que consta cada tramo de la red. El final de cada tramo se indicará mediante la palabra "END".

En el formulario 10 se describen los atributos de cada uno de los tramos anteriormente definidos. No se requiere en este formulario la aportación de datos referentes a líneas de tensión inferior a 1 kV. En este fichero, así como en todos los que incluyen información acerca de tasas de avería de instalaciones, la tasa de fallos y el tiempo de reparación se indican mediante conjuntos de tres valores, para modelar mejor la incertidumbre asociada a estos datos. Se aportarán el valor mínimo, el valor medio y el valor máximo que pueden tomar estos datos. En el tiempo de reparación, se indicará el intervalo de tiempo que transcurre desde que la brigada llega al lugar donde se ha producido la avería hasta que la soluciona.

### 3.3.-Formularios relacionados con el inventario de instalaciones reales

Los Formularios 11 y 12 se refieren a Centros de Transformación. A diferencia de la librería de instalaciones normalizadas, estas tablas no tienen que ser genéricas para un conjunto de CC.TT., sino que cada CT instalado puede tener características distintas a los demás. Para modelar adecuadamente la fiabilidad de los CC.TT., se aportarán sendos formularios relacionados, indexados a través del código del CT. De esta forma, se dispondrá de la potencia instalada por cada unidad en cada CT. Al disponer de esta información, se podrá calcular la potencia garantizada de cada CT aplicando el criterio (n-1). Al utilizar dos tablas, se consigue mantener fijo el número de campos necesarios en las mismas. A continuación se muestra un ejemplo de la información aportada correspondiente a la potencia instalada en cada unidad de los CC.TT. (Formulario 12): se facilitan dos CCTT, el primero de ellos tiene una unidad y el segundo tiene dos unidades instaladas:

Código CT	Potencia unidad (kVA)
Código CT 1	Potencia de la unidad 1 del CT 1
Código CT 1	Potencia de la unidad 2 del CT 1
Código CT 2	Potencia de la unidad 1 del CT 2

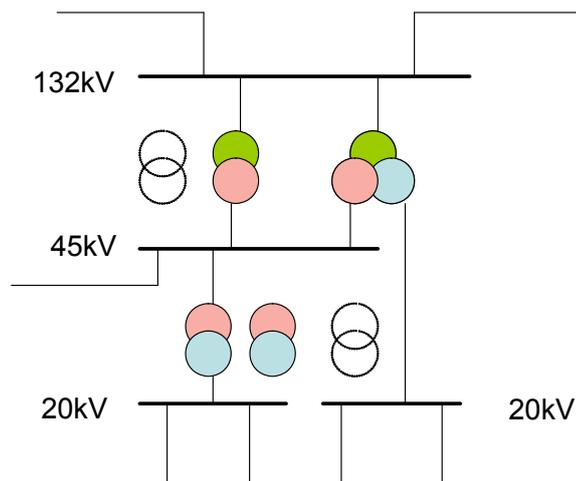
Los formularios 13 y 14 (junto con los formularios complementarios 13bis y 14 bis) se refieren a Subestaciones; dichos formularios también estarán relacionados entre sí. Además del motivo de la fiabilidad, en las subestaciones inventariadas es necesario disponer de otra tabla para tener en cuenta los niveles de tensión existentes en los distintos parques y el número de posiciones disponibles (Formulario 13bis). Por este motivo, se deberán incluir las salidas de las subestaciones en distintos niveles de tensión. Adicionalmente, se aportará una tabla (Formulario 14) en la que se indicarán los transformadores instalados en cada subestación, indicando las tensiones de los parques que conectan y la potencia instalada, así como las posibilidades de ampliación (Formulario 14bis) en la interconexión entre parques.

En la subestación ejemplo propuesta en la figura hay 4 parques: uno de 132 kV, uno de 45 kV, y dos de 20 kV, cada uno con su correspondiente nudo asociado. En el caso de los nudos de 20 kV, la compañía podría explotarlos como una sola barra, pero en la información declarada no se entrará en consideraciones operativas vinculadas al modo de explotación.

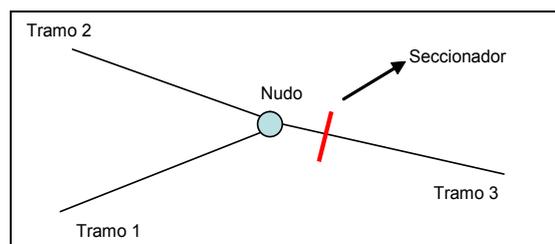
De las 4 máquinas representadas:

1. Una conecta el parque de 132kV con el de 45kV
2. Otra es un transformador de tres arrollamientos. Los trafos de tres arrollamientos serán declarados como dos máquinas (dos registros en el Formulario 14) con el mismo código de máquina: una máquina conecta el parque de 132kV con el de 45kV, y otra conecta el parque de 132kV con uno de los de 20kV.
3. Una tercera máquina conecta el parque de 45kV con uno de los parques de 20kV.
4. La cuarta máquina está en reserva fría entre el parque de 45kV y uno de los de 20kV

Adicionalmente, hay dos huecos para instalar máquinas adicionales, una entre el parque de 132kV y 45kV y otra entre el parque de 45kV y uno de los de 20kV.



En cuanto a los elementos de protección (Formulario 15), es necesario indicar el tramo al que afecta el elemento de protección, pues puede darse el caso de que en un mismo nudo confluyan varios tramos, de forma que el elemento de protección sólo afecte a uno de ellos. Este caso se ilustra con un ejemplo en la figura:



Los formularios 16 y 17 se refieren, respectivamente, a condensadores y reguladores de tensión.

Los formularios 18 y 19 se dedican a recabar información de nudos topológicos y nudos frontera, respectivamente. Se denominan nudos topológicos aquellos nudos de la red que no tienen ningún elemento, generación ni demanda asociadas, pero en los que confluyen varios tramos y que por ello tienen un código de nudo asociado. Por otra parte, se denominan nudos frontera aquellos nudos que conectan las redes pertenecientes a dos compañías distribuidoras distintas.

En el formulario 20, se solicita a las empresas que declaren la conectividad del cliente con la red de distribución.

Los códigos identificativos de los elementos, declarados en cada uno de los formularios (código del ct, código de máquina, código de subestación, código de parque, código del elemento de protección, código del regulador de tensión, deberán ser idénticos al de los elementos declarados en la Circular 1/2006, pudiendo ser solo cambiados en caso de renovación completa de la instalación, debiéndose asimismo respetar los códigos de las instalaciones de transporte existentes en la fecha y declaradas a las empresas distribuidoras por la Comisión Nacional de Energía, conectadas a las instalaciones de distribución

### 3.4.-Formularios relacionados con la librería de instalaciones normalizadas

Los formularios 21 a 25 se refieren a una librería de instalaciones tipo. A diferencia de las instalaciones inventariadas, esta librería constituye un catálogo limitado de instalaciones posibles, recogido en la Tabla 6.

El objetivo de estos formularios es disponer de información acerca de los parámetros técnicos y económicos que caracterizan el funcionamiento y coste de estos equipos. Se solicita información de todo el catálogo propuesto a todas las empresas distribuidoras sujetas a la presente Circular. No obstante, se habilita en cada formulario un último campo que cada empresa deberá cubrir como verdadero sólo si en la actualidad el equipo en cuestión es de uso habitual en sus nuevos desarrollos.

De esta manera se pretende disponer de un amplio conjunto de valores de referencia que describan suficientemente las instalaciones propuestas sin obviar el hecho de que, en el normal desarrollo de su actividad, y en base a principios de gestión generalmente aceptados, las compañías tienden a seleccionar un número restringido de equipos en la expansión y/o renovación de sus redes.

De lo anterior se sigue que, en lo que a la información de instalaciones tipo o normalizadas se refiere, la obligación generalmente establecida por el punto séptimo de la presente Circular de someter a la auditoría de un tercero independiente la información remitida a esta Comisión, se centrará fundamentalmente en aquellos equipos que cada empresa identifique como de normal utilización en el presente, limitándose su alcance en el resto de equipos relacionados a comprobar la razonabilidad de los valores proporcionados según la información de mercado disponible y su mejor saber y entender.

El Formulario 21 trata de conductores, ya sean estos de BT, MT ó AT, en tanto que el formulario 22 se refiere a Centros de Transformación y el formulario 23 a Subestaciones. Los comentarios anteriormente vistos en relación con la tasa media de fallo y los tiempos de reparación son igualmente de aplicación aquí. Los formularios 24 y 25 se refieren a equipos de mejora de fiabilidad y condensadores normalizados, respectivamente.

### 3.5.-Formularios relacionados con las subestaciones de transporte fuentes de la red de distribución

En los formularios 29 y 30 (junto con los formularios complementarios 29bis y 30bis), de forma análoga a como se vio anteriormente en relación con las subestaciones procedentes de inventario, para modelar adecuadamente la fiabilidad de las subestaciones de transporte, será necesario disponer de dos otra tablas para tener en cuenta los niveles de tensión existentes en los distintos parques y el número de posiciones disponibles (formulario 29bis). Por este motivo, se deberán incluir las salidas de las subestaciones en distintos niveles de tensión. Adicionalmente, se aportará una tabla (formulario 30) en la que se indicarán los transformadores instalados en cada subestación, las tensiones de los parques que conectan y la potencia instalada, así como las posibilidades de ampliación (formulario 30bis) en la interconexión entre parques.

El ejemplo comentado con anterioridad en relación con las subestaciones pertenecientes al inventario de instalaciones de distribución es también de aplicación para interpretar los formularios de subestaciones de transporte fuentes de distribución.

Con la información aportada en estas tablas, se podrá calcular la potencia firme de las subestaciones, entendiéndose en este contexto por tal, la potencia que pueden aportar en el caso de que falle la mayor máquina (criterio n-1).

## ANEXO II

## Códigos de Tablas

TABLA 1. CÓDIGOS DE DISTRIBUIDORES (COD\_DIS)

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-001	IBERDROLA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A.
R1-002	UNION FENOSA DISTRIBUCION, S.A.
R1-003	BARRAS ELECTRICAS GALAICO-ASTURIANAS S.A.
R1-005	E.ON DISTRIBUCIÓN, S.L.
R1-008	HIDROCANTABRICO DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A.
R1-009	ELECTRICA CONQUENSE DISTRIBUCION, S.A.U.
R1-014	AGRI ENERGIA ELECTRICA, S.A.
R1-015	BASSOLS ENERGIA, S.A.
R1-016	ELECTRA CALDENSE, S.A.
R1-017	ELECTRA DEL MAESTRAZGO, S.A.
R1-018	ESTABANELL Y PAHISA ENERGIA, S.A.
R1-019	ELECTRICA DEL EBRO, S.A.
R1-020	PRODUCTORA ELECTRICA URGELENSE, S.A. (PEUSA)
R1-021	SUMINISTRADORA ELECTRICA DE CADIZ, S.A.
R1-022	CENTRAL ELECTRICA SESTELO Y CIA, S.A.
R1-023	HIDROELECTRICA DEL GUADIELA I, S.A.
R1-024	COOPERATIVA ELECTRICA ALBORENSE, S.A.
R1-025	INDUSTRIAS PECUARIAS DE LOS PEDROCHES, S.A.
R1-026	ENERGIAS DE ARAGON I, S. L. U. (EASA)
R1-027	COMPAÑÍA MELILLENSE DE GAS Y ELECTRICIDAD, S.A.
R1-028	MEDINA GARVEY ELECTRICIDAD, S.L.U.
R1-029	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DEL SIL, S.L.
R1-030	EMPRESA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE CEUTA DISTRIBUCION, S.A.U.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-031	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA ENRIQUE GARCIA SERRANO, S.L.
R1-032	REPSOL ELECTRICA DE DISTRIBUCION, S.L.
R1-033	SDAD. COOPERATIVA VALENCIANA LTDA. BENEFICA DE CONS. DE ELECT. "SAN FRANCISCO DE ASIS" DE CREV.
R1-034	ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A. (EPRESA)
R1-035	ELECTRICA DEL OESTE DISTRIBUCION, S.L.U.
R1-036	DISTRIBUIDORA ELECTRICA LOS BERMEJALES, S.A.
R1-037	ELECTRA DEL CARDENER, S.A.
R1-038	ELECTRICA SEROSENSE DISTRIBUIDORA, S.L.
R1-039	HIDROELECTRICA DE LARACHA, S.L.
R1-040	SOCIEDAD ELECTRICISTA DE TUY, S.A.
R1-041	ELECTRA ALTO MIÑO, S.A.
R1-042	UNION DE DISTRIBUIDORES DE ELECTRICIDAD, S.A. (UDESА)
R1-043	ANSELMO LEON DISTRIBUCION, S.L.
R1-044	COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DEL CONDADO, S.A.
R1-045	ELECTRA AUTOL, S.A.
R1-046	ELECTRICA DE TENTUDIA. S.A.
R1-047	FELIX GONZALEZ, S.A.
R1-048	LA PROHIDA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.
R1-049	ELECTRICAS PITARCH DISTRIBUCION, S.L.U.
R1-050	HIJOS DE JACINTO GUILLEN DISTRIBUIDORA ELECTRICA, S.L.
R1-051	JUAN DE FRUTOS GARCIA, S.L.
R1-052	LESA ELECTRICITAT, S.L.
R1-053	DIELESUR, S.L.
R1-054	ENERGIA DE MIAJADAS, S.A.
R1-055	AGUAS DE BARBASTRO ELECTRICIDAD, S.A.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-056	VALL DE SÓLLER ENERGÍA, S.L.U.
R1-057	ROMERO CANDAU, S.L.
R1-058	HIDROELECTRICA DE SILLEDA, S.L.
R1-059	GRUPO DE ELECTRIFICACION RURAL DE BINEFAR Y COMARCA, S.COOP., R. L.
R1-060	SUMINISTROS ESPECIALES ALGINETENSES, S. COOP. V.
R1-061	OÑARGI, S.L.
R1-062	SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.
R1-063	COOPERATIVA ELECTRICA BENEFICA CATRALENSE, COOP. V.
R1-064	ELECTRA DE CARBAYIN, S.A.
R1-065	ELECTRICA DE GUIXES, S.L.
R1-066	ELECTRICA VAQUER, S.A.
R1-067	HERMANOS CABALLERO REBOLLO, S.L.
R1-068	COMPAÑIA DE ELECTRIFICACION, S.L.
R1-069	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE MELON, S.L.
R1-070	ELECTRA DE CABALAR, S.L.
R1-071	ELECTRA DEL GAYOSO, S.L.
R1-072	ELECTRA DEL NARAHIO, S.A.
R1-073	ELECTRICA DE BARCIADEMERA, S.L.
R1-074	ELECTRICA DE CABAÑAS, S.L.
R1-075	ELECTRICA DE GRES, S.L.
R1-076	ELECTRICA DE MOSCOSO, S.L.
R1-077	ELECTRICA CORVERA, S.L.
R1-078	FUCIÑOS RIVAS, S.L.
R1-079	ELECTRICA LOS MOLINOS, S.L.
R1-080	HIDROELECTRICA DEL ARNEGO, S.L.
R1-081	SAN MIGUEL 2000 DISTRIBUCION, S.L.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-082	SUCESORES DE MANUEL LEIRA, S.L.
R1-083	BERRUEZA, S.A.
R1-084	BLAZQUEZ, S.L.
R1-085	CENTRAL ELECTRICA MITJANS, S.L.
R1-086	CENTRAL ELECTRICA SAN FRANCISCO, S.L.
R1-087	DISTRIBUCION ELECTRICA LAS MERCEDES, S.L.
R1-088	ELECTRICA DE CANILES, S.L.
R1-089	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE RELLEU, S.L.
R1-090	ELECTRA ADURIZ, S.A.
R1-091	ELECTRA AVELLANA, S.L.
R1-092	ELECTRA CASTILLEJENSE, S.A.
R1-093	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LARRAÑAGA, S.L.
R1-094	ELECTRA SAN CRISTOBAL, S.L.
R1-095	ELECTRICA BELMEZANA, S.A.
R1-096	ELECTRICA LA VICTORIA DE FUENCALIENTE, S.A.
R1-097	ELECTRICA LOS PELAYOS, S.A.
R1-098	ELECTRICA NTRA. SRA. DE LOS REMEDIOS, S.L.
R1-099	ELECTRICITAT L AURORA, S.A.
R1-100	ELECTRO DISTRIBUCION DE ALMODOVAR DEL CAMPO, S.A.
R1-101	ELECTRO MOLINERA DE VALMADRIGAL, S.L.
R1-102	EMPRESA DE ELECTRICIDAD SAN JOSE, S.A.
R1-103	HIDROELECTRICA SAN CIPRIANO DE RUEDA, S.L.
R1-104	HIDROELECTRICA VIRGEN DE CHILLA, S.L.
R1-105	LA ERNESTINA, S.A.
R1-106	DIELENOR, S.L.
R1-107	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA DEL BAGES, S.A.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-108	ENERGETICA DE ALCOCER, S.L.U.
R1-109	ELECTRICA MAFERGA, S.L.
R1-110	GRACIA UNZUETA HIDALGO E HIJOS, S.L.
R1-111	AURORA GINER REIG, S.L.
R1-112	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE ARDALES, S.L.
R1-113	ELECTRA SIERRA MAGINA, S.L.
R1-114	ELECTRICA HERMANOS CASTRO RODRIGUEZ, S.L.
R1-115	HIDROELECTRICA VEGA, S.A.
R1-116	HIJO DE JORGE MARTIN, S.A.
R1-117	JOSE RIPOLL ALBANELL, S.L.
R1-118	JOSEFA GIL COSTA, S.L.
R1-119	LEANDRO PEREZ ALFONSO, S.L.
R1-120	SOCIEDAD DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE ELORRIO, S.A.
R1-121	SOCIEDAD ELECTRICA NTRA. SRA. DE LOS DESAMPARADOS, S. L.
R1-122	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE GAUCIN, S.L.
R1-123	ELECTRA ALVARO BENITO, S.L.
R1-124	ELECTRICA CAMPOSUR, S.L.
R1-125	ELECTRICA DE ERISTE, S.L.
R1-126	ELECTRICIDAD HIJATE, S.L.
R1-127	JUAN N. DIAZ GALVEZ Y HERMANOS, S.L.
R1-128	ELECTRICA DE CHERA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA
R1-129	HIDROELECTRICA GOMEZ, S.L.
R1-130	HIDROELECTRICA DE ALARAZ, S.L.
R1-131	ISMAEL BIOSCA, S.L.
R1-132	ELECTRICA SAN SERVAN, S.L.
R1-133	HIDROELECTRICA EL CARMEN, S.L.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-134	ELECTRA LA LOMA, S.L.
R1-135	ELECTRA LA ROSA, S.L.
R1-136	ELÉCTRICA SAN GREGORIO, S.L.
R1-137	HEREDEROS DE GARCIA BAZ, S.L.
R1-138	SIERRO DE ELECTRICIDAD, S.L.
R1-139	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD MARTOS MARIN, S.L.
R1-140	DISTRIBUIDORA ELECTRICA CARRION, S.L.
R1-141	HELIODORA GOMEZ, S.A.
R1-142	LUIS RANGEL Y HERMANOS, S.A.
R1-143	SERVILIANO GARCIA, S.A.
R1-144	HIDROELECTRICA NTRA. SRA. DE LA SOLEDAD, DE TENDILLA Y LUPIANA, S.L.
R1-145	ELECTRICA DE CALLOSA DE SEGURA, S.V. L.
R1-146	JOSE FERRE SEGURA E HIJOS, S.R.L.
R1-147	ELECTRA JOSE ANTONIO MARTINEZ, S.L.
R1-148	ELECTRICIDAD PASTOR, S.L.
R1-149	HIJOS DE FELIPE GARCIA ALVAREZ, S.L.
R1-150	COOPERATIVA ELECTRICA DE CASTELLAR, S.C.V.
R1-151	COOPERATIVA ELECTRICA BENEFICA ALBATERENSE, COOP. V.
R1-152	ELECTRICA DE MELIANA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA
R1-153	COOPERATIVA POPULAR DE FLUIDO ELECTRICO DE CAMPRODON S.C.C.L.
R1-154	ELECTRICA ALGIMIA DE ALFARA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA
R1-155	ELECTRICA DE VINALESA, S.C.V.
R1-156	ELECTRICA DE DURRO, S.L.
R1-157	ELECTRICA DE GUADASSUAR, SDAD. COOP. V.
R1-158	ELÉCTRICA DE SOT DE CHERA, SOC. COOPERATIVA VALENCIANA
R1-159	ELECTRICA NTRA. SRA. DE GRACIA, SDAD. COOP VALENCIANA

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-160	ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUB. "CASABLANCA" SDAD. COOP. V.
R1-161	FLUIDO ELECTRICO DE MUSEROS, S. C. VALENCIANA
R1-162	DELGICHI, S.L.
R1-163	DIELEC GUERRERO LORENTE, S.L.
R1-164	DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD VALLE DE SANTA ANA, S.L.
R1-165	DISTRIBUIDORA ELECTRICA GRANJA DE TORREHERMOSA, S.L.
R1-166	ELECTRICA SANTA CLARA, S.L.
R1-167	EMPRESA ELECTRICA MARTIN SILVA POZO, S.L.
R1-168	HIDROELECTRICA SAN BUENAVENTURA, S.L.
R1-169	HIDROELECTRICA SANTA TERESA, S.L.
R1-170	HIJOS DE CASIANO SANCHEZ, S.L.
R1-171	SOCIEDAD ELECTRICA JEREZ DEL MARQUESADO S.A.
R1-172	SUMINISTROS ELECTRICOS DE AMIEVA, S.L.
R1-173	HIDROELECTRICA DOMINGUEZ, S.L.
R1-174	ELECTRA CONILENSE, S.L.U.
R1-175	DISTRIBUCIONES ELECTRICAS PORTILLO, S.L.
R1-176	ELECTRICA DE JAFRE, S.A.
R1-177	ELECTRICA LOS LAURELES, S.L.
R1-178	ELECTRICA SAN JOSE OBRERO, S.L.
R1-179	ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGETICAS, S.A. (AAESA)
R1-180	CASIMIRO MARCIAL CHACON E HIJOS, S.L.
R1-181	ELECTRICA MORO BENITO, S.L.
R1-182	FUENTES Y COMPAÑIA, S.L.
R1-183	LA ELECTRICA DE VALL DE EBO, S.L.
R1-184	ANTOLINA RUIZ RUIZ, S.L.U.
R1-185	DISTRIBUCIONES DE ENERGIA ELECTRICA DEL NOROESTE, S.L.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-186	ELECTRA DE ZAS, S.L.
R1-187	HIDROELECTRICA DEL CABRERA, S.L.
R1-188	ELECTRICIDAD LA ASUNCION, S.L.
R1-190	SOCIEDAD ELECTRICA DE RIBERA DEL FRESNO, S.A.
R1-191	ALSET ELECTRICA, S.L.
R1-192	ELECTRO DISTRIBUIDORA CASTELLANO LEONESA, S.A.
R1-193	ELECTRA VALDIVIELSO, S.A.
R1-194	EMPRESA ELECTRICA DE SAN PEDRO, S.L.
R1-195	ELECTRICA ABENGIBRENSE DISTRIBUCION, S.L.
R1-196	ELECTRICA DE LA SERRANIA DE RONDA, S.L.
R1-197	EBROFANAS, S.L.
R1-198	ELECTRICA SAGRADO CORAZON DE JESUS, S.L.
R1-199	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE MONESTERIO, S.L.
R1-200	DISTRIBUIDORA ELECTRICA BRAVO SAEZ, S.L.
R1-201	ELECTRICA NUESTRA SEÑORA DE LOS SANTOS, S.L.
R1-202	MOLINO VIEJO DE VILALLER, S.A.
R1-203	VARGAS Y COMPAÑIA ELECTRO HARINERA SAN RAMON, S.A.
R1-204	ELECTRA DE SANTA COMBA, S.L.
R1-205	ICASA DISTRIBUCION ENERGIA, S.L.
R1-206	DISTRIBUCIONES ELECTRICAS DEL ERIA, S.L.
R1-207	DISTRIBUIDORA ELECTRICA ISABA, S.L.U.
R1-208	ENERFRIAS, S.L.
R1-209	ELECTRA CAMIJANES, S.L.
R1-210	CENTRAL ELECTRICA SAN ANTONIO, S.L.
R1-211	ELECTRA CUNTIENSE, S.L.
R1-212	ELECTRA DEL NANSÁ, S.L.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-213	ELECTRICAS DE BENUZA, S.L.
R1-214	RODALEC, S.L.
R1-215	ELECTRICA DEL HUEBRA, S.L.
R1-216	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA NAVASFRIAS, S.L.
R1-217	ELECTRICA MESTANZA R.V., S.L.
R1-218	HIDROELECTRICA DE CATALUNYA, S.L.
R1-219	ELECTRA DE ABUSEJO, S.L.
R1-220	ELECTRICA DE CANTOÑA, S.L.
R1-221	ELECTRICA GILENA, S.L.U.
R1-222	ENERGIAS DE PANTICOSA, S.L.
R1-223	HEREDEROS DE EMILIO GAMERO, S.L.
R1-224	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE MONTOLIU, S.L. U.
R1-225	ELECTRICA BAÑESA, S.L.
R1-226	GLORIA MARISCAL, S.L.
R1-227	RUIZ DE LA TORRE, S.L.
R1-228	LUZ DE CELA, S.L.
R1-229	ELECTRICA SAN MARCOS, S.L.
R1-230	ENERMUELAS, S.L.
R1-231	ELECTRICA CUROS, S.L.
R1-232	ELECTRA VALDIZARBE, S.A.
R1-233	ELECTRICA LATORRE, S.L.
R1-234	ELECTRICA DE CASTRO CALDELAS, S.L.
R1-236	EL PROGRESO DEL PIRINEO-HEROS.DE FRANCISCO BOLLO QUELLA S.L.
R1-237	MONTESLUZ DISTRIBUCION ELECTRICA, S.L.
R1-238	EMILIO PADILLA E HIJOS, S.L.
R1-239	SALTOS DEL CABRERA, S.L.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-240	DISTRIBUCION ENERGIA ELECTRICA DE PARCENT, S.L.
R1-241	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA TORRECILLAS VIDAL, S.L.
R1-242	CENTRAL ELECTRICA INDUSTRIAL, S.L.
R1-243	HIDROELECTRICA EL CERRAJON, S.L.
R1-244	HIDROELECTRICA JOSE MATANZA GARCIA, S.L.
R1-245	DISTRIBUCION Y ELECTRICA CARIDAD E ILDEFONSO, S.L.
R1-246	FELIPE BLAZQUEZ, S.L.
R1-247	ELECTRICA HERMANOS FERNANDEZ, S.L.
R1-248	E. SAAVEDRA, S.A.
R1-249	JUAN Y FRANCISCO ESTEVE MAS S.L.
R1-250	LUZ ELECTRICA LOS MOLARES, S.L.
R1-251	SERVICIOS URBANOS DE CERLER, S.A. (SUCSA)
R1-252	HEREDEROS DE CARLOS OLTRA, S.L.
R1-253	COMPAÑIA ELECTRICA DE FEREZ, S.L.
R1-254	ELECTRA SALTEA, S.L.
R1-255	ELECTRICAS SANTA LEONOR, S.L.
R1-256	EMDECORIA, S.L.
R1-257	HIJOS DE FRANCISCO ESCASO S.L.
R1-258	MILLARENSE DE ELECTRICIDAD, S.A.U
R1-259	MUNICIPAL ELECTRICA VILORIA, S.L.
R1-260	ELECTRA LA HONORINA, S.L.
R1-261	ELECTRA SAN BARTOLOME, S.L.
R1-262	ELECTRICA DEL GUADALFEO, S.L.
R1-263	ELECTRICA SAN JOSE DEL RIO YATOR, SL.
R1-264	ELECTRICA SANTA MARTA Y VILLALBA, S.L.
R1-265	HEREDEROS DE MARIA ALONSO CALZADA-VENTA DE BAÑOS, S.L.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-266	HIJOS DE MANUEL PERLES VICENS, S.L.
R1-267	ELECTRICA DE VER, S.L.
R1-268	ELECTRADISTRIBUCIÓ CENTELLES, S.L.
R1-269	MANUEL ROBRES CELADES, S.L.
R1-270	ELECTRA DO FOXO, S.L.
R1-271	DISTRIBUCION ELECTRICA DE ALCOLECHA, S.L.
R1-272	LUZ ELECTRICA DE ALGAR,S.L.U.
R1-273	EMPRESA MUNICIPAL DENERGIA ELECTRICA TORRES DEL SEGRE, S.L.
R1-274	ELEC-VALL BOI, S.L.
R1-275	ELECTRICA DE VALDRIZ, S.L.
R1-276	IGNALUZ JIMENEZ DE TORRES, S.L.
R1-277	DISTRIBUIDORA ELECTRICA NIEBLA, S.L.
R1-278	TOLARGI, S.L.
R1-279	ELECTRICA DEL MONTSEC, S.L.
R1-280	ITURENGO ELEKTRA, S.L.
R1-281	ELECTRO SALLEN DE GALLEGO, S.L.
R1-282	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CATOIRA, S.A.
R1-283	ELECTRICA DEL POZO S.COOP.MAD.
R1-284	AFRODISIO PASCUAL ALONSO, S.L.
R1-285	ENERGIAS DE BENASQUE, S.L.
R1-286	DISTRIBUCIONES ELECTRICAS DE POZUELO, S.A.
R1-287	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CASAS DE LAZARO, S.A.
R1-288	DISTRIBUCIONES ALNEGA, S.L.
R1-289	ELECTRO ESCARRILLA, S.L.
R1-290	ELECTRICA DE ALBERGUERIA, S.A
R1-291	EMPRESA ELECTRICA DE JORQUERA, S.L.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-292	ELECTRA LA MOLINA, S.L.
R1-293	HIDROELECTRICA COTO MINERO DISTRIBUCION, S.L.U.
R1-294	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A.
R1-295	INDUSTRIAL BARCALESA, S.L.
R1-296	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA D'ALBATARREC, S.L.
R1-297	ELECTRA ORBAICETA, S.L.
R1-298	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA ENERQUINTA, S.L.
R1-299	ENDESA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.L.
R1-300	ELECTRICAS DE VILLAHERMOSA, S.A.
R1-301	ALARCON NAVARRO EMPRESA ELECTRICA, S.L.
R1-302	ARAMAIOKO ARGINDAR BANATZILEA, S.A.
R1-304	HIDROFLAMICELL, S.L.
R1-305	SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELÉCTRICA DE LLAVORSÍ, S.L.
R1-306	HELIODORO CHAFER, S.L.
R1-307	CENTRAL ELECTRICA DE POZO LORENTE, S. L.
R1-308	ARAXES ARGI INDARRA, S.L.
R1-309	PEDRO SANCHEZ IBAÑEZ, S.L.
R1-310	AGRUPACION DISTRIBUIDORA DE ESCUER, S.L.
R1-311	ELECTRA DE JALLAS, S.A.
R1-312	ELECTRA EL VENDUL, S. L.
R1-313	LEINTZARGI, S.L.
R1-314	EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ DENERGIA ELÈCTRICA DE PONTS, S.L.
R1-315	SOLANAR DISTRIBUIDORA ELECTRICA, S.L.
R1-316	FUERZAS ELÉCTRICAS DE VALENCIA, S.A. (FEVASA)
R1-317	ELECTRICA POPULAR, S. COOP. MAD.
R1-318	MENDIVIL DE ELECTRICIDAD, S.L.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-319	LA SINARQUENSE, S.L.U.
R1-320	SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES ARAS, S.L.
R1-322	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA VILA I VALL DE CASTELLBÓ, S.L.
R1-323	FUERZAS ELECTRICAS BOGARRA, S.A.
R1-324	COMMODITY ENERGIA 2002, S.L.
R1-325	EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ DENERGIA ELECTRICA DALMENAR, S.L.U. SOCIETAT -UNIPERSONAL)
R1-326	ELECTRA TUDANCA, S.L.
R1-327	ELECTRICA ANTONIO MADRID, S.L.
R1-328	INSTALACIONES ELÉCTRICAS RIO ISÁBENA, S.L.
R1-329	DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS TALAYUELAS, S.L.
R1-330	EMPRESA ELÉCTRICA DEL CABRIEL, S.L.
R1-331	ANZURIETAS, S.L.
R1-332	BAKAIKUKO ARGIA, S.A.
R1-333	ELECTRA DE ARRUAZU, S.L.
R1-334	ELECTRA BARAIBAR, S.L.
R1-335	SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES DE CHULILLA, S.L.
R1-336	CATENERIBAS, S.L.
R1-337	SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELECTRICA DE TIRVIA, S.L.
R1-338	SUMINISTROS ELÉCTRICOS ISÁBENA, S.L.
R1-339	ELEKTRA URDAZUBI, S.L.
R1-340	ELÉCTRICA COSTUR, S.L.,
R1-341	TALARN DISTRIBUCIÓ MUNINCIPAL ELÈCTRICA, S.L.,
R1-342	ELECTRICA DE LIJAR,S.L.
R1-343	ENERGÍAS DE LA VILLA DE CAMPO, S.L.U.
R1-344	GESTION DEL SERVICIO ELÉCTRICO HECHO, S.L.
R1-345	ALCONERA DE ELECTRICIDAD, S.L.U.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-346	ELECTRICAS TUEJAR, S.L.
R1-347	ELECTRICA SALAS DE PALLARS, S.L.
R1-348	ELECTROHARINERA BELSETANA, SOCIEDAD COOPERATIVA
R1-349	LA CONSTANCIA-ARÉN, S.L.
R1-350	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA VALLE DE ANSÓ, S.L.
R1-351	ELÉCTRICA DE SUDANELL, S.L.
R1-352	ELÉCTRICAS HIDROBESORA, S.L.
R1-353	ELÉCTRICAS COLLADO BLANCO, S.L.
R1-354	LLUM D'AIN, S.L.
R1-355	ELÉCTRICAS LA ENGUERINA, S.L.
R1-356	COOPERATIVA VALENCIANA ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUMBRADO SERRALLO
R1-357	ELÉCTRICA DE MALCOCINADO, S.L.U.
R1-358	ELÉCTRICAS DE VALLANCA, S.L.
R1-359	ELECTRO MANZANEDA, S.L.
R1-360	ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SANTA COLOMA DE QUERALT S.L.
R1-361	DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS DE GISTAÍN S.L.
R1-362	ENERGÍAS DEL ZINQUETA SL
R1-363	ELECTRA DEL LLOBREGAT ENERGIA, S.L.
R1-364	SAMPOL ENERGÍA,S.L.

La última actualización oficial de este listado puede ser consultada en el Registro Administrativo de Distribuidores disponible en la página web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: <http://www.mityc.es/Electricidad/Seccion/Distribuidores/Distribuidores>.

TABLA 2

## CÓDIGOS DE CENTROS DE COSTE (COD\_CECO)

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C101	Planificación de activos e instalaciones
C102	Construcción de activos e instalaciones
C103	Inspección y control de nuevas instalaciones
C106	Gastos financieros de planificación y desarrollo de red
C201	Gestión de las solicitudes de nuevos suministros
C202	Inspección y control de operación
C203	Operación de centros de control y operación local
C311	Mantenimiento preventivo de instalaciones
C321	Mantenimiento correctivo de instalaciones
C401	Gestión de compras de energía
C402	Gestión de las liquidaciones de los ingresos regulados
C403	Actuaciones con cargo a programas de Gestión de la Demanda
C404	Implantación sistema telemedida – telegestión (equipos y sistemas informáticos)
C501	Gestión de la calidad de los servicios de red
C502	Eficiencia energética
C503	Gestión medioambiental
C504	Compensaciones automáticas por aplicación de Orden Eco 797/2002
C505	Compensaciones por no cumplimiento de plazos de calidad comercial
C506	Resto de compensaciones por falta de continuidad de suministro a clientes
C601	Gestión y control de ATRs de distribución
C602	Lectura, tratamiento y puesta a disposición de la información
C603	Inspecciones y control de fraudes
C604	Facturación
C605	Cobros
C606	Gestión de impagados
C607	Atención al cliente en oficinas comerciales
C608	Centros de atención telefónica
C704	Costes de realización de acometidas
C705	Costes de contratación de nuevos suministros
C706	Retranqueos y trabajos por cuenta de terceros
C711	Costes por gestión de compra de equipos de medida (ofertas, evaluación, adjudicación y recepción)
C712	Coste por verificación inicial de equipos de medida
C713	Costes por conexión, precintado y pruebas de puesta en servicio de equipos de medida
C714	Otros costes de adquisición de equipos de medida (gestión de stocks, almacenamiento y transporte)
C715	Costes de actualización anual de calendario de festivos y cambio de horario de verano a invierno en equipos de medida
C716	Costes de reparametrización de equipos de medida ante cambios en las condiciones del contrato
C717	Costes de desinstalación de equipos de medida averiados
C718	Costes de verificación sistemática o periódica de equipos de medida
C720	Costes derivados de PLC
C801	Asesoría jurídica y tributos
C802	Comunicación
C803	Regulación
C804	Control interno de gestión de riesgos
C805	Gestión de aprovisionamientos
C806	Gestión de recursos humanos
C807	Información financiera
C808	Sistemas y telecomunicaciones
C809	Servicios generales
C810	Investigación y Desarrollo
C811	Tasa de ocupación de la vía pública

TABLA 3

## CÓDIGOS DE PROVINCIAS (COD\_PRV)

COD_PRV	PROVINCIA	COD_PRV	PROVINCIA
P01	ÁLAVA	P27	LUGO
P02	ALBACETE	P28	MADRID
P03	ALICANTE	P29	MÁLAGA
P04	ALMERÍA	P30	MURCIA
P05	ÁVILA	P31	NAVARRA
P06	BADAJOS	P32	ORENSE
P07	ISLAS BALEARES	P33	ASTURIAS
P08	BARCELONA	P34	PALENCIA
P09	BURGOS	P35	LAS PALMAS
P10	CÁCERES	P36	PONTEVEDRA
P11	CÁDIZ	P37	SALAMANCA
P12	CASTELLÓN	P38	SANTA CRUZ DE TENERIFE
P13	CIUDAD REAL	P39	CANTABRIA
P14	CÓRDOBA	P40	SEGOVIA
P15	LA CORUÑA	P41	SEVILLA
P16	CUENCA	P42	SORIA
P17	GIRONA	P43	TARRAGONA
P18	GRANADA	P44	TERUEL
P19	GUADALAJARA	P45	TOLEDO
P20	GUIPÚZCOA	P46	VALENCIA
P21	HUELVA	P47	VALLADOLID
P22	HUESCA	P48	VIZCAYA
P23	JAÉN	P49	ZAMORA
P24	LEÓN	P50	ZARAGOZA
P25	LÉRIDA	P51	CEUTA
P26	LA RIOJA	P52	MELILLA

TABLA 4.a

CÓDIGOS DE INSTALACIONES  
(a efectos de información regulatoria de costes)

(COD\_INS)

COD_INS	DESCRIPCIÓN INSTALACIÓN
A2021	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, tensadas sobre poste, un circuito
A2022	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, tensadas sobre poste, doble circuito
A2023	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
A2027	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, subterráneas, un circuito
A2028	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, subterráneas, doble circuito
A2031	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, tensadas sobre poste, un circuito
A2032	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, tensadas sobre poste, doble circuito
A2033	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
A2037	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, subterráneas, un circuito
A2038	Líneas de distribución 36kV<=U, subterráneas, doble circuito
A2041	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, tensadas sobre poste, un circuito
A2042	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, tensadas sobre poste, doble circuito
A2043	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
A2047	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, subterráneas, un circuito
A2048	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, subterráneas, doble circuito
A2051	Líneas de distribución BT (U<1kV), tensadas sobre poste
A2054	Líneas de distribución BT (U<1kV), apoyadas sobre fachada
A2057	Líneas de distribución BT (U<1kV), subterráneas
A2121	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110kV<=U<220kV, convencionales, potencia activa y reactiva
A2122	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110kV<=U<220kV, convencionales, posiciones
A2123	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110kV<=U<220kV, blindadas, potencia activa y reactiva
A2124	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110kV<=U<220kV, blindadas, posiciones

COD_INS	DESCRIPCIÓN INSTALACIÓN
A2131	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con $36\text{kV} \leq U < 110\text{kV}$ , convencionales, potencia activa y reactiva
A2132	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con $36\text{kV} \leq U < 110\text{kV}$ , convencionales, posiciones
A2133	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con $36\text{kV} \leq U < 110\text{kV}$ , blindadas, potencia activa y reactiva
A2134	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con $36\text{kV} \leq U < 110\text{kV}$ , blindadas, posiciones
A2141	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con $1\text{kV} \leq U < 36\text{kV}$ , convencionales, potencia activa y reactiva
A2142	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con $1\text{kV} \leq U < 36\text{kV}$ , convencionales, posiciones
A2143	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con $1\text{kV} \leq U < 36\text{kV}$ , blindadas, potencia activa y reactiva
A2144	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con $1\text{kV} \leq U < 36\text{kV}$ , blindadas, posiciones
A2251	Centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con $U < 1\text{kV}$ , intemperie
A2252	Centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con $U < 1\text{kV}$ , caseta
A2253	Centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con $U < 1\text{kV}$ , local
A2254	Centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con $U < 1\text{kV}$ , subterráneo
A2300	Despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución
A2420	Condensadores instalados en redes de tensión U con $110\text{kV} \leq U < 220\text{kV}$
A2430	Condensadores instalados en redes de tensión U con $36\text{kV} \leq U < 110\text{kV}$
A2440	Condensadores instalados en redes de tensión U con $1\text{kV} \leq U < 36\text{kV}$
A2450	Condensadores instalados en redes de tensión U con $U < 1\text{kV}$
A2520	Reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con $110\text{kV} \leq U < 220\text{kV}$
A2530	Reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con $36\text{kV} \leq U < 110\text{kV}$
A2540	Reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con $1\text{kV} \leq U < 36\text{kV}$
A2621	Seccionadores instalados en redes de tensión U con $110\text{kV} \leq U < 220\text{kV}$
A2622	Reconectores instalados en redes de tensión U con $110\text{kV} \leq U < 220\text{kV}$
A2623	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U con $110\text{kV} \leq U < 220\text{kV}$
A2624	Fusibles instalados en redes de tensión U con $110\text{kV} \leq U < 220\text{kV}$

COD_INS	DESCRIPCIÓN INSTALACIÓN
A2631	Seccionadores instalados en redes de tensión U con $36\text{kV} \leq U < 110\text{kV}$
A2632	Reconectores instalados en redes de tensión U con $36\text{kV} \leq U < 110\text{kV}$
A2633	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U con $36\text{kV} \leq U < 110\text{kV}$
A2634	Fusibles instalados en redes de tensión U con $36\text{kV} \leq U < 110\text{kV}$
A2641	Seccionadores instalados en redes de tensión U con $1\text{kV} \leq U < 36\text{kV}$
A2642	Reconectores instalados en redes de tensión U con $1\text{kV} \leq U < 36\text{kV}$
A2643	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U con $1\text{kV} \leq U < 36\text{kV}$
A2644	Fusibles instalados en redes de tensión U con $1\text{kV} \leq U < 36\text{kV}$
A2651	Seccionadores instalados en redes de tensión $U < 1\text{kV}$
A2652	Reconectores instalados en redes de tensión $U < 1\text{kV}$
A2653	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión $U < 1\text{kV}$
A2654	Fusibles instalados en redes de tensión $U < 1\text{kV}$
A2900	Otras instalaciones técnicas de distribución de energía eléctrica

TABLA 4b

CÓDIGOS DE EQUIPOS DE MEDIDA  
(a efectos de información regulatoria de costes)

(COD\_INS)

COD_INS	DESCRIPCIÓN INSTALACIÓN
A3101	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico simple tarifa 1.0
A3102	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico simple tarifa 2.0
A3103	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico simple tarifa
A3104	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico doble tarifa
A3105	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico doble tarifa
A3106	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico triple tarifa
A3107	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reactiva Monofásico
A3108	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reactiva Trifásico
A3109	Aparatos de medida para servicio de clientes. Máxímetro Monofásico
A3110	Aparatos de medida para servicio de clientes. Máxímetro Trifásico
A3111	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo I
A3112	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo II
A3113	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo III
A3114	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. Actual
A3115	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. 6 periodos
A3116	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. Horario
A3117	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. Actual
A3118	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. 6 periodos
A3119	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. Horario
A3120	Aparatos de medida para servicio de clientes. Contactador
A3121	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reloj conmutador
A3122	Aparatos de medida para servicio de clientes. ICP por polo
A3123	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V con DH y telegestión monofásico.
A3124	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V con DH y telegestión trifásico.

TABLA 5  
CÓDIGOS DE CUENTAS DE INMOVILIZADO  
(COD\_CTA)

COD_CTA	DESCRIPCIÓN CUENTAS INMOVILIZADO
210	Gastos de investigación y desarrollo
211	Concesiones administrativas
212	Propiedad industrial
213	Fondo de comercio
214	Derechos de traspaso
215	Aplicaciones informáticas
217	Derechos sobre bienes en régimen de arrendamiento financiero
219	Anticipos para inmovilizaciones inmateriales
220	Terrenos y bienes naturales
221	Construcciones
222	Instalaciones técnicas de energía eléctrica
22220	Líneas de distribución
2222021	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, tensadas sobre poste, un circuito
2222022	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, tensadas sobre poste, doble circuito
2222023	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
2222027	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, subterráneas, un circuito
2222028	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, subterráneas, doble circuito
2222031	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, tensadas sobre poste, un circuito
2222032	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, tensadas sobre poste, doble circuito
2222033	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
2222037	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, subterráneas, un circuito
2222038	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, subterráneas, doble circuito
2222041	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, tensadas sobre poste, un circuito
2222042	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, tensadas sobre poste, doble circuito
2222043	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
2222047	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, subterráneas, un circuito
2222048	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, subterráneas, doble circuito
2222051	Líneas de distribución BT (U<1kV), tensadas sobre poste

COD_CTA	DESCRIPCIÓN CUENTAS INMOVILIZADO
2222054	Líneas de distribución BT (U<1kV), apoyadas sobre fachada
2222057	Líneas de distribución BT (U<1kV), subterráneas
22221	Subestaciones de transformación en servicio de distribución
2222121	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110kV<=U<220kV, convencionales, potencia activa y reactiva
2222122	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110kV<=U<220kV, convencionales, posiciones
2222123	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110kV<=U<220kV, blindadas, potencia activa y reactiva
2222124	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110kV<=U<220kV, blindadas, posiciones
2222131	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36kV<=U<110kV, convencionales, potencia activa y reactiva
2222132	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36kV<=U<110kV, convencionales, posiciones
2222133	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36kV<=U<110kV, blindadas, potencia activa y reactiva
2222134	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36kV<=U<110kV, blindadas, posiciones
2222141	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV<=U<36 kV, convencionales, potencia activa y reactiva
2222142	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV<=U<36 kV, convencionales, posiciones
2222143	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV<=U<36 kV, blindadas, potencia activa y reactiva
2222144	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV<=U<36 kV, blindadas, posiciones
22222	Centros de transformación de distribución
2222251	Centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con U<1kV, intemperie
2222252	Centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con U<1kV, caseta
2222253	Centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con U<1kV, local
2222254	Centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con U<1kV, subterráneo
22223	Despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución
22224	Condensadores
2222420	Condensadores instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV
2222430	Condensadores instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV
2222440	Condensadores instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV
2222450	Condensadores instalados en redes de tensión U con U<1kV

COD_CTA	DESCRIPCIÓN CUENTAS INMOVILIZADO
22225	Reguladores de tensión
2222520	Reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV
2222530	Reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV
2222540	Reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV
22226	Equipos de fiabilidad de redes de distribución
2222621	Seccionadores instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV
2222622	Reconectores instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV
2222623	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV
2222624	Fusibles instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV
2222631	Seccionadores instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV
2222632	Reconectores instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV
2222633	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV
2222634	Fusibles instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV
2222641	Seccionadores instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV
2222642	Reconectores instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV
2222643	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV
2222644	Fusibles instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV
2222651	Seccionadores instalados en redes de tensión U<1kV
2222652	Reconectores instalados en redes de tensión U<1kV
2222653	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U<1kV
2222654	Fusibles instalados en redes de tensión U<1kV
22229	Otras instalaciones de distribución
22231	Aparatos de medida para servicio de clientes
2223101	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico simple tarifa 1.0
2223102	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico simple tarifa 2.0
2223103	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico simple tarifa
2223104	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico doble tarifa
2223105	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico doble tarifa
2223106	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico triple tarifa
2223107	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reactiva Monofásico
2223108	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reactiva Trifásico
2223109	Aparatos de medida para servicio de clientes. Máxímetro Monofásico

COD_CTA	DESCRIPCIÓN CUENTAS INMOVILIZADO
2223110	Aparatos de medida para servicio de clientes. Máxímetro Trifásico
2223111	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo I
2223112	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo II
2223113	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo III
2223114	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. Actual
2223115	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. 6 periodos
2223116	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. Horario
2223117	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. Actual
2223118	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. 6 periodos
2223119	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. Horario
2223120	Aparatos de medida para servicio de clientes. Contactador
2223121	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reloj conmutador
2223122	Aparatos de medida para servicio de clientes. ICP por polo
2223123	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. con DH y telegestión monofásico
2223124	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. con DH y telegestión trifásico
223	Maquinaria
224	Utillaje
225	Otras instalaciones
226	Mobiliario
227	Equipos para procesos de información
228	Elementos de transporte
229	Otro inmovilizado material

TABLA 6: CÓDIGOS DE IDENTIFICACIÓN NORMALIZADA DE INSTALACIONES  
(CINI-28)

PREFIXO	PRIMERA POSICIÓN		SEGUNDA POSICIÓN		TERCERA POSICIÓN		CUARTA POSICIÓN		QUINTA POSICIÓN		SEXTA POSICIÓN	
	Código	Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción
I	1	Transporte	0	Lineas	0	U>=400 kV	1	tensada sobre postes, un circuito	1	Simplex	A	Sin fibra óptica
					1	220kV<=U<400 kV	2	tensada sobre postes, doble circuito	2	Dúplex	B	Con fibra óptica, un cable
					2	110kV<=U<220kV	3	tensada sobre postes, más de dos circuitos	3	Triplex	C	Con fibra óptica un cable
					3	36kV<=U<110kV	4	submarina, un circuito				
							5	submarina, dos circuitos				
							6	submarina, tres circuitos				
							7	subterránea, un circuito				
							8	subterránea, doble circuito				
							9	subterránea, más de dos circuitos				
					I	1	Subestaciones de transformación en servicio de transporte	0	U>=400 kV	0	U>=400 kV	1
1	220kV<=U<400 kV	1	220kV<=U<400 kV	2				Blindada	B	150<= P<300 MVA		
2	110kV<=U<220kV	2	110kV<=U<220kV	3				Móvil	C	300<=P<450 MVA		



PREFIO	PRIMERA POSICIÓN		SEGUNDA POSICIÓN		TERCERA POSICIÓN		CUARTA POSICIÓN		QUINTA POSICIÓN		SEXTA POSICIÓN	
	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción
I	1	Transporte	4	Equipos de compensación de reactiva	0	U>=400 kV	0	Posición no utilizada	0	Condensadores	A	Q<1 MVAr
					1	220kV<=U<400 kV	1	Reactancias	B	1<=Q<5 MVAr		
					2	110kV<=U<220kV	2	desfasadores	C	5<=Q<10 MVAr		
					3	36kV<=U<110kV	3	Compensador serie inductivo	D	10<=Q<20 MVAr		
I	1	Transporte	5	Reguladores de tensión	0	U>=400 kV	0	Posición no utilizada	4	Compensador serie capacitivo	E	20<=Q<30 MVAr
					1	220kV<=U<400 kV	0	Posición no utilizada	F	30<=Q<40 MVAr		
					2	110kV<=U<220kV	0	Posición no utilizada	G	40<=Q<50 MVAr		
					3	36kV<=U<110kV	0	Posición no utilizada	H	Q>=50 MVAr		

PREFIO	PRIMERA POSICIÓN		SEGUNDA POSICIÓN		TERCERA POSICIÓN		CUARTA POSICIÓN		QUINTA POSICIÓN		SEXTA POSICIÓN		
	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	
I	1	Transporte	6	Equipos de fiabilidad	0	U>=400 kV	0	Posición no utilizada	1	seccionador	1	Manual	
					1	220kV<=U<400 kV	2		2	reconector	2	Telemandado	
					2	110kV<=U<220kV	3		3	telesñalizador			
								4	fusible				
										5	seccionalizador		
										6	Interruptor		
										7	Interruptor-seccionador		
I	1	Transporte	7	Transformadores de potencia en subestaciones	0	U>=400 kV	2	110kV<=U<220kV	1	en subestación	A	S<1 MVA	
					1	220kV<=U<400 kV	3	36kV<=U<110kV	B	1<=S<5 MVA			
					2	110kV<=U<220kV	4	1kV<=U<36kV	C	5<=S<10 MVA			
					3	36kV<=U<110kV	5	U < 1 Kv	D	10<=S<15 MVA			
					4	1kV<=U<36kV			E	15<=S<20 MVA			
									F	20<=S<25 MVA			
						G	25<=S<30 MVA						
								H	30<=S<40 MVA				
								I	40<=S<60 MVA				
								J	60<=S<80 MVA				
								K	80<=S<100 MVA				



PREFIO	PRIMERA POSICIÓN	SEGUNDA POSICIÓN	TERCERA POSICIÓN		CUARTA POSICIÓN		QUINTA POSICIÓN		SEXTA POSICIÓN	
			Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción
I	2	Distribución								
	1	Subestaciones de transformación en servicio de distribución	0	U>=400 kV	2	110KV<=U<220kV	1	Convencional	A	S<5 MVA
			1	220KV<=U<400 kV	3	36KV<=U<110kV	2	Blindada	B	5<=S<10 MVA
			2	110KV<=U<220KV	4	1kV<=U<36kV	3	Móvil	C	10<=S<15 MVA
			3	36KV<=U<110KV					D	15<=S<20 MVA
			4	1KV<=U<36KV					E	20<=S<25 MVA
									F	25<=S<30 MVA
									G	30<=S<40 MVA
									H	40<=S<60 MVA
									I	60<=S<80 MVA
									J	80<=S<100 MVA
									K	100<=S<120 MVA
									L	120<=S<150 MVA
									M	S>=150 MVA
									Z	Centro de reparto o reflexión

PREFIXO	PRIMERA POSICIÓN		SEGUNDA POSICIÓN		TERCERA POSICIÓN		CUARTA POSICIÓN		QUINTA POSICIÓN		SEXTA POSICIÓN	
	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción
I	2	Distribución	2	Centros de transformación de distribución	3	36kV<=U<=110kV	5	U < 1 Kv	1	Intemperie	A	S<=15 kVA
					4	1kV<=U<=36kV		2	Caseta	B	15<=S<=25 kVA	
								3	Local	C	25<=S<=50 kVA	
								4	Subterráneo	D	50<=S<=100 kVA	
								9	Móvil	E	100<=S<=250 kVA	
										F	250<=S<=400 kVA	
										G	400<=S<=630 kVA	
										H	630<=S<=1000 kVA	
										I	S>=1000 kVA	
										Z	Centro de reparto o reflexión	
										0	Posición no utilizada	
										0	Posición no utilizada	
				0	Posición no utilizada							
				3	Despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución							
				2	Distribución							
				0	Posición no utilizada							

PREFIO	PRIMERA POSICIÓN		SEGUNDA POSICIÓN		TERCERA POSICIÓN		CUARTA POSICIÓN		QUINTA POSICIÓN		SEXTA POSICIÓN	
	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción
I	2	Distribución	4	Equipos de compensación de reactiva	2	110KV<=U<220KV	0	Posición no utilizada	0	Condensadores	A	Q<1 MVAr
					3	36KV<=U<110KV			1	Reactancias	B	1<=Q<5 MVAr
					4	1KV<=U<36KV					C	5<=Q<10 MVAr
					5	U < 1 kV					D	10<=Q<20 MVAr
											E	20<=Q<30 MVAr
											F	30<=Q<40 MVAr
											G	40<=Q<50 MVAr
											H	Q>=50 MVAr
I	2	Distribución	5	Reguladores de tensión	2	110KV<=U<220KV	0	Posición no utilizada	0	Posición no utilizada	0	Posición no utilizada
					3	36KV<=U<110KV						
					4	1KV<=U<36KV						

PREFIO	PRIMERA POSICIÓN		SEGUNDA POSICIÓN		TERCERA POSICIÓN		CUARTA POSICIÓN		QUINTA POSICIÓN		SEXTA POSICIÓN	
	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción
1	2	Distribución	6	Equipos de fiabilidad	2	110kV<=U<220kV	0	Posición no utilizada	1	seccionador	1	Manual
					3	36kV<=U<110kV			2	reconector	2	Telemandado
1	2	Distribución	7	Transformadores de potencia en subestaciones y centros de transformación	4	1kV<=U<36kV	2	110kV<=U<220kV	3	teleseñalizador	A	S<1 MVA
					5	U < 1 kV			4	fusible		
1	2	Distribución	7	Transformadores de potencia en subestaciones y centros de transformación	0	U>400 kV	3	36kV<=U<110kV	5	seccionalizador	B	1<=S<5 MVA
					1	220kV<=U<400 kV			6	Interruptor		
1	2	Distribución	7	Transformadores de potencia en subestaciones y centros de transformación	2	110kV<=U<220kV	4	1kV<=U<36kV	7	Interruptor-seccionador	C	5<=S<10 MVA
					3	36kV<=U<110kV			1	en subestación		
1	2	Distribución	7	Transformadores de potencia en subestaciones y centros de transformación	4	1kV<=U<36kV	5	U < 1 kV	2	en centro de transformación	D	10<=S<15 MVA
					2	110kV<=U<220kV			2	en centro de transformación		
1	2	Distribución	7	Transformadores de potencia en subestaciones y centros de transformación	3	36kV<=U<110kV	5	U < 1 kV	3		E	15<=S<20 MVA
					4	1kV<=U<36kV			4			
1	2	Distribución	7	Transformadores de potencia en subestaciones y centros de transformación	1	220kV<=U<400 kV	5	U < 1 kV	5		F	20<=S<25 MVA
					2	110kV<=U<220kV			5			
1	2	Distribución	7	Transformadores de potencia en subestaciones y centros de transformación	2	110kV<=U<220kV	5	U < 1 kV	6		G	25<=S<30 MVA
					3	36kV<=U<110kV			6			
1	2	Distribución	7	Transformadores de potencia en subestaciones y centros de transformación	4	1kV<=U<36kV	5	U < 1 kV	7		H	30<=S<40 MVA
					2	110kV<=U<220kV			7			
1	2	Distribución	7	Transformadores de potencia en subestaciones y centros de transformación	3	36kV<=U<110kV	5	U < 1 kV	1	en subestación	I	40<=S<60 MVA
					4	1kV<=U<36kV			2	en centro de transformación		
1	2	Distribución	7	Transformadores de potencia en subestaciones y centros de transformación	4	1kV<=U<36kV	5	U < 1 kV	2	en centro de transformación	J	60<=S<80 MVA
					2	110kV<=U<220kV			2	en centro de transformación		



PREFIO	PRIMERA POSICIÓN		SEGUNDA POSICIÓN		TERCERA POSICIÓN		CUARTA POSICIÓN		QUINTA POSICIÓN		SEXTA POSICIÓN	
	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción
1	2	Distribución			0	Posición no utilizada	0	Posición no utilizada	1	Edificios	0	Posición no utilizada
									2	Sistemas de comunicaciones		
									3	Sistemas técnicos de gestión		
									4	Otros		
									5	Posición no utilizada		
									6	Transformadores y otros equipos en almacén		
									7	Telegestión		
									8	Equipos de Medida		
									9	Vehículo Eléctrico		
											0	"Smart Metering"
									0	Sistemas Inteligentes	1	"Smart Grids"

PREFIO	PRIMERA POSICIÓN		SEGUNDA POSICIÓN		TERCERA POSICIÓN		CUARTA POSICIÓN		QUINTA POSICIÓN		SEXTA POSICIÓN	
	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción	Cod	Descripción
I	3	Gestión Comercial	1	Aparatos de medida para servicio de clientes	0	Posición no utilizada	0	Posición no utilizada	0	Posición no utilizada	A	Monofásico simple tarifa 1.0
											B	Monofásico simple tarifa 2.0
											C	Trifásico o doble monofásico simple tarifa
											D	Monofásico doble tarifa
											E	Trifásico o doble monofásico doble tarifa
											F	Trifásico o doble monofásico triple tarifa
											G	Reactiva Monofásico
											H	Reactiva Trifásico
											I	Maxímetro Monofásico
											J	Maxímetro Trifásico
											K	Tipo I
											L	Tipo II
											M	Tipo III
											N	Tipo IV. Actual
											O	Tipo IV. 6 periodos
											P	Tipo IV. Horario





TABLA 7  
CÓDIGOS DE UNIDADES FÍSICAS  
(COD\_UNI)

COD_UNI	DESCRIPCIÓN UNIDAD
U01	potencia activa contratada, en kilowatios
U02	potencia activa solicitada, en kilowatios
U03	potencia aparente instalada en kilovoltamperios
U04	longitud de tendido en kilómetros
U05	número de actuaciones
U06	número de clientes
U07	número de trabajadores
U08	masa salarial sujeta a convenio en miles de euros
U09	horas-hombre asignadas
U10	energía distribuida (subida a barras de central), en kWh
U11	número de posiciones (para AT>36kV)
U12	número de celdas (para 1kV<=MT<=36 kV)
U13	Otros.

TABLA 9  
TIPOS DE DATOS SQL

TIPO DE DATOS	LONGITUD	DESCRIPCIÓN
BINARY	1 byte	Para consultas sobre tabla adjunta de productos de bases de datos que definen un tipo de datos Binario.
BIT	1 byte	0 ó 1
BYTE	1 byte	Un valor entero entre 0 y 255.
COUNTER	4 bytes	Un número incrementado automáticamente (de tipo Long)
CURRENCY	8 bytes	Un entero escalable entre 922.337.203.685.477,5808 y 922.337.203.685.477,5807.
DATETIME	8 bytes	Un valor de fecha u hora entre los años 100 y 9999.
SINGLE	4 bytes	Un valor en punto flotante de precisión simple con un rango de $-3.402823 \cdot 10^{38}$ a $-1.401298 \cdot 10^{-45}$ para valores negativos, $1.401298 \cdot 10^{-45}$ a $3.402823 \cdot 10^{38}$ para valores positivos, y 0.
DOUBLE	8 bytes	Un valor en punto flotante de doble precisión con un rango de $-1.79769313486232 \cdot 10^{308}$ a $-4.94065645841247 \cdot 10^{-324}$ para valores negativos, $4.94065645841247 \cdot 10^{-324}$ a $1.79769313486232 \cdot 10^{308}$ para valores positivos, y 0.
SHORT	2 bytes	Un entero corto entre -32,768 y 32,767.
LONG	4 bytes	Un entero largo entre -2,147,483,648 y 2,147,483,647.
LONGTEXT	1 byte por carácter	De cero a un máximo de 1.2 gigabytes.
LONGBINARY	Según se necesite	De cero 1 gigabyte. Utilizado para objetos OLE.
VARCHAR	1 byte por caracter	De cero a 255 caracteres.

TABLA 10  
SINÓNIMOS PARA LOS TIPOS DE DATOS SQL

TIPO DE DATOS	SINÓNIMOS
BINARY	VARBINARY
BIT	BOOLEAN LOGICAL LOGICAL1 YESNO
BYTE	INTEGER1
COUNTER	AUTOINCREMENT
CURRENCY	MONEY
DATETIME	DATE TIME TIMESTAMP
SINGLE	FLOAT4 IEEE SINGLE REAL
DOUBLE	FLOAT FLOAT8 IEEE DOUBLE NUMBER NUMERIC
SHORT	INTEGER2 SMALLINT
LONG	INT INTEGER INTEGER4
LONGBINARY	GENERAL OLEOBJECT
LONGTEXT	LONGCHAR MEMO NOTE
VARCHAR	ALPHANUMERIC CHAR CHARACTER STRING TEXT

TABLA 11  
CÓDIGO DE TARIFAS  
(COD\_TFA)

CÓDIGO _ TARIFA	DESCRIPCIÓN_TARIFA
11	1.0
12	2.0
13	2.0N
14	2.0.1
15	2.0.2
16	2.0.3
21	Social <=1kW
24	Social >1kW y <3kW
31	3.0
32	3.0.1
33	3.0.2
41	4.0
51	B.0
52	R.0
61	1.1
62	1.1 INT
64	2.1
65	2.1 INT
66	3.1
67	3.1 INT
71	1.2
72	1.2 INT

CÓDIGO_TARIF	DESCRIPCIÓN_TARIFA
73	2.2
74	2.2 INT
75	3.2
76	3.2 INT
81	1.3
82	1.3 INT
84	2.3
85	2.3 INT
86	3.3
87	3.3 INT
91	1.4
92	1.4 INT
94	2.4
95	2.4 INT
96	3.4
97	3.4 INT
101	T.1
102	T.2
103	T.3
111	R.1
112	R.2
113	R.3
122	G4, 36 kV < T <= 72,5 kV
123	G4, 72,5 kV < T <= 145 kV
124	G4, T > 145 kV

CÓDIGO_TARIFA	DESCRIPCIÓN_TARIFA
131	D.1
132	D.2
133	D.3
134	D.4
141	T.H.P. $T \leq 36$ kV
142	T.H.P. $36 \text{ kV} < T \leq 72,5 \text{ kV}$
143	T.H.P. $72,5 \text{ kV} < T \leq 145 \text{ kV}$
144	T.H.P. $T > 145 \text{ kV}$
151	TAGA1 $1 \text{ kV} \leq T < 14 \text{ kV}$
152	TAGA2 $14 \text{ kV} \leq T < 36 \text{ kV}$
153	TAGA3 $36 \text{ kV} \leq T < 72,5 \text{ kV}$
154	TAGA4 $72,5 \text{ kV} \leq T < 145 \text{ kV}$
155	TAGA5 $T \geq 145 \text{ kV}$
156	TAGA6 Conexiones Internacionales
157	TAGA6 Cualificados Artículo 22 RD-Ley 6/2000
299	PEAJE TAJO-SEGURA
300	TRASVASE TAJO-SEGURA
401	2.0.A antes 1/7/2009
402	2.0.n.A
403	3.0.A
404	3.1.A
405	6.1.A
406	6.2.A
407	6.3.A
408	6.4.A

CÓDIGO_TARIFA	DESCRIPCIÓN_TARIFA
410	6.5.Internacional
411	6.5.Cualificados. T <= 36kV
412	6.5.Cualificados. 36 kV < T <= 72,5 kV
413	6.5.Cualificados. 72,5 kV < T <= 145 kV
414	6.5.Cualificados. T > 145 kV
415	2.0.DHA antes 1/7/2009
416	2.0.A a partir 1/7/2009
417	2.0.DHA a partir 1/7/2009
418	2.1.A
419	2.1.DHA
420	Ingresos o pagos Acuerdo ETSO (R.D. 1432/2002)
421	Gestión restricciones en conexiones internacionales
422	Excedente/Déficit Contratos REE (EDF)
423	Saldo pagos por capacidad
424	Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad
425	Laudo REE-EDF
426	2.0 DHS
427	2.1 DHS
500	EMPLEADOS
501	CONSUMOS PROPIOS
502	CONSUMOS OTRAS ACTIVIDADES
503	CONSUMOS GRATUITOS
504	CONCESIONES ADMINISTRATIVAS
505	CONCESIONES ADMVAS. TAJO-SEGURA
511	1.0 Empleados

CÓDIGO _ TARIF	DESCRIPCIÓN_TARIFA
512	2.0 Empleados
513	2.0N Empleados
514	2.0.1 Empleados
515	2.0.2 Empleados
516	2.0.3 Empleados
521	Social <=1kW Empleados
524	Social >1kW y <3kW Empleados
532	3.0.1 Empleados
533	3.0.2 Empleados
600	CTC's devueltos por energía importada de la UE
601	Peaje de acceso de productores
602	Peaje de acceso de instalaciones de generación punto de medida tipo 1 y 2
603	Peaje de acceso de instalaciones de generación punto de medida tipo 3 y 5
604	Peaje de acceso instalaciones de bombeo

Solo se podrán declarar tarifas en vigor a 31 de diciembre de 2012, sin embargo podrán ser declaradas adicionalmente a las recogidas en la tabla anterior, aquellas que aunque no estuvieran en vigor durante el año 2012, siempre y cuando el consumo declarado sea de 0 y hubieran tenido consumo positivo durante 3 años para tarifas de baja tensión y 5 años para tarifas de alta tensión.

TABLA 12  
 CÓDIGO DE CUENTAS DE GASTO E INGRESO A UTILIZAR EN LA DECLARACIÓN DE CRITERIOS DE  
 REPARTO  
 (COD\_CTA)

COD_CTA	Descripción de la cuenta
600	Compras de energía
601	Compras de materias energéticas
602	Compras de otros aprovisionamientos
605	Trabajos realizados por otras empresas
606	Transporte de energía realizado por otras empresas
608	Devoluciones de compras y operaciones similares
609	"Rappels" por compras
611	Variación de existencias de materias energéticas
612	Variación de existencias de otros aprovisionamientos
620	Gastos en investigación y desarrollo del ejercicio
621	Arrendamientos y cánones
622	Reparaciones y conservación
623	Servicios de profesionales independientes
624	Transportes
625	Primas de seguros
626	Servicios bancarios y similares
627	Publicidad, propaganda y relaciones públicas
628	Suministros
629	Otros servicios
630	Impuesto sobre beneficios
631	Otros tributos
633	Ajustes negativos en la imposición sobre beneficios
634	Ajustes negativos en la imposición indirecta
636	Devolución de impuestos
638	Ajustes positivos en la imposición sobre beneficios
639	Ajustes positivos en la imposición indirecta
640	Sueldos y salarios

COD_CTA	Descripción de la cuenta
641	Indemnizaciones
642	Seguridad social a cargo de la empresa
643	Aportaciones a sistemas complementarios de pensiones
649	Otros gastos sociales
650	Pérdidas de créditos comerciales incobrables
651	Resultados de operaciones en común
652	Indemnizaciones a terceros
659	Otras pérdidas en gestión corriente
661	Intereses de obligaciones y bonos
662	Intereses de deudas a largo plazo
663	Intereses de deudas a corto plazo





## ANEXO IV

## FORMULARIOS DE ENVÍO DE INFORMACIÓN A LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

## FORMULARIO 1: INFORMACIÓN RELATIVA A LA DEMANDA SALVO SUMINISTROS A DISTRIBUIDORES.

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Nudo	Código del nudo	Varchar2 20
Coordenadas UTM (Península huso 30, Canarias huso 28, Baleares huso 31)	X	Number(15,3)
	Y	Number(15,3)
	Z	Number(15,3)
CNAE	Según CNAE – 2009	Varchar2 5
Equipo de medida	SMT,MEC,CNA	Varchar2 3
COD_TFA	Código de tarifa	Varchar2 3
Zona de calidad	U, RC, RD, SU	Varchar2 2
CUPS	Código Universal de Punto de Suministro	Varchar2 22
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Municipio	Código de municipio INE (a fecha 01/01/2012)	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Conexión	A: aérea - S: subterránea	Char 1
Tensión de alimentación	kV	Number(7,3)
Estado de contrato	0: Con contrato en vigor a 31/12/2012. 1: Sin contrato en vigor a 31/12/2012..	Char 1
Potencia contratada	kW	Number(14,3)
Potencia facturada	kW	Number(14,3)
Potencia adscrita	kW	Number(14,3)
Energía activa anual consumida	kWh	Number(15,3)
Energía reactiva anual consumida	kVArh	Number(15,3)
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_1\_COD\_DIS\_2012.txt.

## FORMULARIO 2: INFORMACIÓN RELATIVA A PUNTOS DE SUMINISTRO A DISTRIBUIDORES

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Nudo	Código del nudo	varchar2 20
Coordenadas UTM (Península huso 30, Canarias huso 28, Baleares huso 31)	X	Number(15,3)
	Y	Number(15,3)
	Z	Number(15,3)
Equipo de medida	SMT, MEC, CNA	Varchar2 3
CUPS	Código Universal de Punto de Suministro	Varchar2 22
COD_DIS declarante	Código de la compañía distribuidora declarante	Varchar2 6
COD_DIS cliente	Código de la compañía distribuidora cliente	Varchar2 6
Municipio	Código de municipio INE (a fecha 01/01/2012)	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Conexión	A: aérea - S: subterránea	Char 1
Tensión de alimentación.	kV	Number(7,3)
Potencia máxima demandada	kW	Number(14,3)
Energía activa anual consumida	kWh	Number(15,3)
Energía reactiva anual consumida	kVArh	Number(15,3)
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number (4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_2\_COD\_DIS\_2012.txt.

## FORMULARIO 2A: INFORMACIÓN RELATIVA DE LAS FRONTERAS CON TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN QUE ALIMENTAN A CADA MERCADO

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Código de mercado	Identificativo de la empresa de la zona suministrada	Varchar 2 (30)
Código de empresa declarante	Código de empresa	Varchar 2 (6)
Código de empresa a la que se conecta	Código de empresa	Varchar 2 (6)
Código frontera REE	Código frontera de REE (si existe)	Varchar 2 (30)
Coordenadas UTM (Península huso 30, Canarias huso 28, Baleares huso 31)	X	Number (15,3)
	Y	Number (15,3)
Tensión a la que se conecta	kV	Number (7,3)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_2A\_COD\_DIS\_2012.txt.

## FORMULARIO 2B: INFORMACIÓN DESCRIPTIVA A LA COMPOSICIÓN DE LOS MERCADOS ATENDIDOS

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Código de mercado	Identificativo de la empresa de la zona suministrada	Varchar 2 (30)
Código de empresa declarante	Código de empresa	Varchar 2 (6)
Provincia	Código de provincia INE	Varchar 2 (2)
Municipio	Código de municipio INE	Varchar 2 (4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_2B\_COD\_DIS\_2012.txt.

## FORMULARIO 3: INFORMACIÓN RELATIVA A LA GENERACIÓN CONECTADA A SUS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Nudo	Código del nudo	varchar2 20
Coordenadas UTM (Península huso 30, Canarias huso 28, Balears huso 31)	X	Number(15,3)
	Y	Number(15,3)
	Z	Number(15,3)
Equipo de medida	SMT, MEC, CNA	Varchar2 3
Cod_GD		varchar2 20
CIL	Código de Identificación a efectos de Liquidaciones, definido en la Circular 4/2009	varchar2 25
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
CINI		Varchar2 7
Municipio	Código de municipio INE (a fecha 01/01/2012)	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Conexión	A: aérea - S: subterránea	Char 1
Tensión de alimentación.	kV	Number(7,3)
Potencia instalada	kVA	Number(14,3)
Energía activa anual producida	kWh/año	Number(15,3)
Energía activa anual consumida	kWh/año	Number(15,3)
Energía reactiva anual producida	kVArh/año	Number(15,3)
Energía reactiva anual consumida	kVArh/año	Number(15,3)
Año de incorporación a la base de datos		Number (4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_3\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 4: INFORMACIÓN RELATIVA A LAS NUEVAS DEMANDAS PREVISTAS  
(CRECIMIENTOS HORIZONTALES AGREGADOS DE DEMANDA)

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Cod_CHA	Código del crecimiento horizontal agregado	Varchar2 10
Coordenadas UTM aproximadas (Península huso 30, Canarias huso 28, Baleares huso 31)	X	Number(15,3)
	Y	Number(15,3)
	Z	Number(15,3)
Superficie total estimada a electrificar	m <sup>2</sup>	Number(10,2)
Uso predominante previsto para la agrupación	0: residencial - 1: polígono industrial	Char 1
Número de suministros BT		Number(10)
Número de suministros MT		Number(10)
Número de suministros AT		Number(10)
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Potencia total solicitada	kW	Number(14,3)
Municipio	Código de municipio INE (a fecha 01/01/2012)	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Año previsto	Año en que está previsto sea efectiva la demanda declarada	Number(4)
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number (4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_4\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 5: INFORMACIÓN RELATIVA A LAS NUEVAS DEMANDAS PREVISTAS –  
CRECIMIENTOS HORIZONTALES SINGULARES

Campo	- Información y/o unidades	Código SQL
Cod_CHS	Código del crecimiento horizontal singular	Varchar2 10
Coordenadas UTM aproximadas (Península huso 30, Canarias huso 28, Baleares huso 31)	X	long
	Y	long
	Z	long
Tipo	CMT ó CAT	Varchar2 3
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	Varchar2 10
Municipio	Código de municipio INE (a fecha 01/01/2012)	short
Provincia	Código de provincia INE	short
Conexión	A: aérea - S: subterránea	Varchar2 1
Tensión de alimentación.	kV	single
Potencia solicitada	kW	single
Año previsto	Año en que está previsto sea efectiva la demanda declarada	Number(4)
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number (4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_5\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 6: INFORMACIÓN RELATIVA A LAS NUEVAS DEMANDAS PREVISTAS –  
CRECIMIENTOS VERTICALES SINGULARES

Campo	- Información y/o unidades	Código SQL
Nudo	Código del nudo	Varchar2 20
Coordenadas UTM aproximadas (Península huso 30, Canarias huso 28, Baleares huso 31)	X	Number(15,3)
	Y	Number(15,3)
	Z	Number(15,3)
Tipo	CMT ó CAT	Varchar2 3
COD_TFA	Código de tarifa	Varchar2 3
CUPS	Código Universal de Punto de Suministro	Varchar2 22
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Municipio	Código de municipio INE (a fecha 01/01/2012)	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Conexión	A: aérea - S: subterránea	Char 1
Tensión de alimentación.	kV	Number(7,3)
Potencia solicitada	kW	Number(14,3)
Año previsto	Año en que está previsto sea efectiva la demanda declarada	Number(4)
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_6\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 7: INFORMACIÓN RELATIVA A LA NUEVA GENERACIÓN DISTRIBUIDA PREVISTA

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Coordenadas UTM aproximadas (huso 30)	X	Number(15,3)
	Y	Number(15,3)
	Z	Number(15,3)
CINI	Código de Identificación Normalizada de Instalaciones (ver Tabla 6 Anexo II)	Varchar2 7
Cod_GD	Código identificativo de la compañía de la instalación prevista de generación distribuida	varchar2 20
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Municipio	Código de municipio INE (a fecha 01/01/2010)	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Conexión	A: aéreo - S: subterráneo	Char 1
Tensión de alimentación prevista	kV	Number(7,3)
Potencia solicitada	kW	Number(14,3)
Energía activa anual prevista a producir	kWh	Number(15,3)
Energía reactiva neta anual prevista a producir (o consumir)	kVArh	Number(15,3)
Año previsto	Año en que está previsto sea efectiva la demanda declarada	Number(4)
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_7\_COD\_DIS\_2012.txt.

## FORMULARIO 8: INFORMACIÓN RELATIVA A LAS NUEVAS INVERSIONES E INSTALACIONES PREVISTAS

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Cod_Dis	Código del Distribuidor (ver Tabla 1 Anexo II).	Varchar2 6
Año	Año correspondiente del informe	Number (4)
Cod_Priv	de la provincia (ver Tabla 3 Anexo II) en que se realizan las inversiones	Varchar2 3
CINI	Código de Identificación Normalizada de Instalaciones (ver Tabla 6 Anexo II)	Varchar2 7
FINALIDAD	Finalidad a la que va destinada la instalación, permitiéndose tan solo cuatro valores N: nueva demanda, F: fiabilidad, R: renovación de equipos.	Char 1
Unidades	Número de instalaciones/ equipos vinculados a un determinado CINI cuya instalación se prevé. En el caso de las líneas, este número se interpretará como la longitud del tendido en kilómetros. En el resto de casos, se declarará como número de elementos	Number(11,3)
INVERSIONES	Es el importe en euros (con dos decimales) de las inversiones previstas	Number(11,2)
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_8\_COD\_DIS\_2012.txt.

## FORMULARIO 9: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES. TOPOLOGÍA DE LA RED REAL

De acuerdo con lo visto en el Anexo I, a continuación se muestra un ejemplo de archivo descriptivo de la topología de la red real con dos tramos, el primero de ellos formado por 4 vértices y el segundo por 2.

Código tramo 1

x1, y1, z1

x2, y2, z2

x3, y3, z3

x4, y4, z4

END

Código tramo 2

x1, y1, z1

x2, y2, z2

END

END

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_9\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 10: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN  
REALES EXISTENTES. ATRIBUTOS DE LA RED REAL

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Tramo	Código de tramo	Varchar2 20
Nudo Inicial	Código de nudo inicial	Varchar2 20
Nudo Final	Código de nudo final	Varchar2 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Nivel de Tensión	kV	Number(7,3)
Longitud	km	Number(7,3)
Número de circuitos		Number(1)
Tipo	T: aéreo-trenzado; D: aéreo desnudo; S: subterráneo	Char 1
R	Resistencia en Ohmios	Number(9,6)
X	Reactancia en Ohmios	Number(9,6)
Intensidad máxima	Amperios	Number(9,3)
Estado de operación habitual	1 si activo, 0 si no → Normalmente abierto	Char 1
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Pertenece a la compañía	0: pertenece a terceros; 1: pertenece a la compañía	Char 1
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_10\_COD\_DIS\_2012.txt.  
Tan solo podrán ser declarados nuevos códigos de tramo en esta Circular, distintos de los declarados en las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010, 1/2011 y 3/2012, por entrar en servicio nuevos tramos.

FORMULARIO 11: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.  
CARACTERÍSTICAS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Nudo alta	Código del nudo del lado de alta tensión	Varchar2 20
CT	Código del CT	Varchar2 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Coordenadas UTM (Península huso 30, Canarias huso 28, Balears huso 31)	X	Number(15,3)
	Y	Number(15,3)
	Z	Number(15,3)
Municipio	Código de municipio INE	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Nivel de tensión lado de alta	kV	Number(7,3)
Tipo	I: intemperie; C: caseta; L: local; S: subterráneo	Char 1
Potencia total instalada	kVA	Number(8,3)
Energía anual circulada	kWh	Number(12,3)
Demanda pico de activa lado de baja	kW	Number(10,3)
Demanda pico de reactiva lado de baja	kVAr	Number(10,3)
Número de salidas utilizadas	Uds	Number(2)
Número máximo de salidas	Uds	Number(2)
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Pertenece a la compañía	0: pertenece a terceros.; 1: pertenece a cía	Char 1
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)
Número máximo de máquinas instalables		Number(2)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_11\_COD\_DIS\_2012.txt.  
Tan solo podrán ser declarados nuevos códigos de CT ("CT") en esta Circular, distintos de los declarados en las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010, 1/2011 y 3/2012, por entrar en servicio nuevas ubicaciones de CT.

FORMULARIO 12: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES  
EXISTENTES. COMPOSICIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Nudo	Código del nudo del lado de baja tensión	Varchar2 20
CT	Código del CT	Varchar2 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Máquina	Código de máquina	Varchar2 20
Potencia máquina	kVA	Number(14,3)
Pérdidas de vacío	kW	Number(6,3)
Pérdidas de cortocircuito a potencia nominal	kW	Number(6,3)
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_12\_COD\_DIS\_2012.txt.

Tan solo podrán ser declarados nuevos códigos de máquina en esta Circular, distintos de los declarados en las

Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010, 1/2011 y 3/2012., por entrar en servicio nuevas, debiendo ser mantenido

el "nombre" en caso de ser instaladas en ubicaciones distintas a las declaradas con ocasión de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010, 1/2011 y 3/2012.

FORMULARIO 13: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN  
REALES EXISTENTES. SUBESTACIONES

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Subestación	Código de subestación	Varchar2 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Denominación		Varchar2 20
Coordenadas UTM (Península huso 30, Canarias huso 28, Baleares huso 31)	X	Number(15,3)
	Y	Number(15,3)
	Z	Number(15,3)
Municipio	Código de municipio INE	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Perteneciente a compañía	0: pertenece a terceros; 1: pertenece a la compañía	Char 1
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_13\_COD\_DIS\_2012.txt.

Tan solo podrán ser declarados códigos de subestación en esta Circular, distintos de los declarados en las

Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010, 1/2011 y 3/2012., por entrar en servicio nuevas, debiendo ser mantenido

el "nombre" en caso de ser subestaciones declaradas con ocasión de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010, 1/2011 y 3/2012, aunque las mismas hayan sido renovadas.

FORMULARIO 13BIS: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN  
REALES EXISTENTES. COMPOSICIÓN DE SUBESTACIONES - PARQUES

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Subestación	Código de subestación	Varchar2 20
Parque	Código de parque	Varchar2 20
Nudo	Código de nudo	Varchar2 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Tipo del parque	0: transformador de distribución; 1: de maniobra; 2: de condensadores; 3: de generación	Char 1
Tensión del parque	kV	Number(7,3)
Perteneciente a compañía	0: pertenece a terceros; 1: pertenece a la compañía	Char 1
Año de incorporación a la base de datos	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_13bis\_COD\_DIS\_2012.txt.

Tan solo podrán ser declarados códigos de parque en esta Circular, distintos de los declarados en las

Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010, 1/2011 y 3/2012, por entrar en servicio nuevos parques,

debiendo ser mantenido el "nombre" en caso de ser parques ya existentes en el conjunto de datos declarados con ocasión

de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010, 1/2011 y 3/2012.

FORMULARIO 13C: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN  
EXISTENTES: POSICIONES

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Subestación	Código de subestación	Varchar2 20
Parque	Código de parque	Varchar2 20
Posición	Código de posición	Varchar2 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Tipo de posición	0: Línea 1: Transformador 2: Otros	Char 1
Propiedad	0: pertenece a terceros; 1: pertenece a la compañía	Char 1
Fecha de puesta en servicio	Año de puesta en servicio (instalaciones puestas en servicio 2012)	Number(4)
Porcentaje de financiación	Porcentaje de financiación por parte de la empresa distribuidora (instalaciones puestas en servicio 2012)	Number(3,2)
Año de incorporación a la base de datos	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_13C\_COD\_DIS\_2012.txt.

Tan solo podrán ser declarados nuevos códigos de posición en esta Circular, distintos de los declarados en la Circular 1/2012, por entrar en servicio nuevas posiciones,

debiendo ser mantenido el "nombre" en caso de ser posiciones ya existentes en el conjunto de datos declarados con ocasión de la Circular 1/2012.

FORMULARIO 14: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES  
EXISTENTES. COMPOSICIÓN DE SUBESTACIONES - MÁQUINAS

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Subestación	Código de subestación	Varchar2 20
Máquina	Código de máquina	Varchar2 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Parque lado alta	Código de parque	Varchar2 20
Parque lado baja	Código de parque	Varchar2 20
Potencia instalada de la máquina	MVA	Number(14,3)
Potencia pico de activa lado de baja	MW	Number(14,3)
Potencia pico de reactiva lado de baja	MVA <sub>r</sub>	Number(14,3)
Energía anual circulada	kWh	Number(15,3)
Pérdidas de vacío	kW	Number(8,3)
Pérdidas de cortocircuito a potencia nominal	kW	Number(8,3)
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)
Estado de funcionamiento	1: operativo; - 0: en reserva fría	Char 1

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_14\_COD\_DIS\_2012.txt.

Tan solo podrán ser declarados códigos de máquinas o parques en esta Circular, distintos de los declarados en las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010, 1/2011 y 3/2012, por entrar en servicio nuevos parques o máquinas, debiendo ser mantenido el "nombre" en caso de ser parques ya existentes en el conjunto de datos declarados con ocasión de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010, 1/2011 y 3/2012.

FORMULARIO 14BIS: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES  
EXISTENTES. COMPOSICIÓN DE SUBESTACIONES - AMPLIACIONES

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Subestación	Código de subestación	Varchar2 20
Parque lado alta	Código de parque	Varchar2 20
Parque lado baja	Código de parque	Varchar2 20
Máxima capacidad de la máquina adicional instalable	MVA	Number(8,3)
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_14bis\_COD\_DIS\_2012.txt.

A la hora de declarar códigos de parques y subestaciones, deberá atenderse a que coincidan con los nombres de los ya existentes y declarados con ocasión de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010, 1/2011 y 3/2012, o en la presente circular cuyos nombres deberán ser respetados mientras las instalaciones sigan en funcionamiento sin ser reemplazadas.

FORMULARIO 15: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES  
EXISTENTES. EQUIPOS DE MEJORA DE LA FIABILIDAD

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Nudo	Código del nudo	Varchar2 20
Elemento de fiabilidad	Identificativo del elemento de fiabilidad	Varchar2 20
Tramo	Código del tramo	Varchar2 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Coordenadas UTM (Península huso 30, Canarias huso 28, Baleares huso 31)	X	Number(15,3)
	Y	Number(15,3)
	Z	Number(15,3)
Municipio	Código de municipio INE (a fecha 01/01/2012)	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Nivel de tensión	kV	Number(7,3)
Cod_dis	Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Perteneciente a compañía	0: pertenece a terceros; 1: pertenece a la compañía	Char 1
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_15\_COD\_DIS\_2012.txt.

Tan solo podrán ser declarados códigos de elementos de protección distintos de los declarados en las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010 1/2011 y 3/2012, por entrar en servicio nuevos, debiendo ser mantenido el "nombre" en caso de existir y haber sido declarados con ocasión de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010 1/2011 y 3/2012.

FORMULARIO 16: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES  
EXISTENTES. CONDENSADORES

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Nudo	Código del nudo	Varchar2 20
Condensador	Código del condensador	Varchar2 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Coordenadas UTM (Península huso 30, Canarias huso 28, Baleares huso 31)	X	Number(15,3)
	Y	Number(15,3)
	Z	Number(15,3)
Municipio	Código de municipio INE (a fecha 01/01/2012)	Varchar2 4,
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Nivel de tensión	kV	Number(7,3)
Potencia instalada	kVAr	Number(14,3)
Cod_dis	Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Pertenece a la compañía	0: pertenece a terceros; 1: pertenece a la compañía	Char 1
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_16\_COD\_DIS\_2012.txt.

Tan solo podrán ser declarados códigos de condensador distintos de los declarados en las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010 1/2011 y 3/2012, por entrar en servicio nuevos, debiendo ser mantenido el "nombre" en caso de existir y haber sido declarados con ocasión de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010 1/2011 y 3/2012.

FORMULARIO 17: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES  
EXISTENTES. REGULADORES DE TENSIÓN

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Nudo	Código del nudo	Varchar2 20
Tramo	Código del tramo	Varchar2 20
Regulador de tensión	Código del regulador de tensión	Varchar2 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Coordenadas UTM (Península huso 30, Canarias huso 28, Baleares huso 31)	X	Number(15,3)
	Y	Number(15,3)
	Z	Number(15,3)
Municipio	Código de municipio INE	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Resistencia c.c.	Ohmios	Number(9,6)
Reactancia c.c.	Ohmios	Number(9,6)
Tensión	kV	Number(7,3)
Potencia	kVA	Number(8,3)
Step	p.u.	Number(6,5)
Toma mínima	p.u.	Number(4,3)
Toma máxima	p.u.	Number(4,3)
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Pertenece a la compañía	0: pertenece a terceros; 1: pertenece a la compañía	Char 1
Año de incorporación	Año de incorporación a la base de datos	Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_17\_COD\_DIS\_2012.txt.

Tan solo podrán ser declarados códigos de reguladores de tensión distintos de los declarados en las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010 1/2011 y 3/2012, por entrar en servicio nuevos, debiendo ser mantenido el "nombre" en caso de existir y haber sido declarados con ocasión de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009 2/2010 1/2011 y 3/2012

FORMULARIO 18: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES  
EXISTENTES. NUDOS TOPOLÓGICOS (\*)

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Nudo	Código del nudo	Varchar2 20
Coordenadas UTM	X	Number(15,3)
	Y	Number(15,3)
	Z	Number(15,3)
Nivel de Tensión	kV <sup>1</sup>	Number(7,3)
Municipio	Código de municipio INE (a fecha 01/01/2005)	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Año incorporación	Año incorporación a la base de datos	Number(4)
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora <sup>2</sup>	Varchar2 6

(\*) Se denominan nudos topológicos aquellos nudos de la red que no tienen ningún elemento, generación ni demanda asociadas, pero en los que confluyen varios tramos y que por ello tienen un código de nudo asociado.

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_18\_COD\_DIS\_2012.txt.

<sup>1</sup> No se requiere a las compañías distribuidoras la aportación de la información relativa a las redes de Baja Tensión

<sup>2</sup> Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

## FORMULARIO 19: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES. NUDOS FRONTERA (\*)

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Nudo	Código del nudo	Varchar2 20
Código frontera REE	Código de la frontera de REE	Varchar2 20
Coordenadas UTM	X	Long
	Y	Long
	Z	Long
Nivel de Tensión	kV	Number(7,3)
Municipio	Código de municipio INE (a fecha 01/01/2012)	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Energía activa entregada	kWh	Number(22,3)
Energía activa recibida	kWh	Number(22,3)
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	Varchar2 10
COD_DIS frontera	Código de la compañía distribuidora frontera	Varchar2 10
Año de incorporación	Año incorporación a la base de datos	Number(4)

(\*) Se denominan nudos frontera aquellos que conectan las redes pertenecientes a dos compañías distribuidoras distintas. Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_19\_COD\_DIS\_2012.txt.

## FORMULARIO 20: INFORMACIÓN RELATIVA A LA CONECTIVIDAD DE LOS CLIENTES

El archivo de conectividad de clientes contendrá para cada uno de los clientes de la empresa distribuidora, la relación con las instalaciones a las que se encuentra conectado.

El archivo contendrá el mismo número de líneas que clientes tiene la distribuidora. Cada una de las líneas comenzará por el código de la empresa distribuidora, seguido del CUPS del cliente; a continuación se detallará el Código de Instalación Normalizada de Inventario de la instalación a la que se conecta el cliente (CINI).

Cada una de las instalaciones se identificará por su código identificador unívoco acorde con el tipo de instalación (código de CT en el caso de clientes de baja tensión, código de línea o subestación en el caso del resto de clientes).

Se separará cada uno de los campos con punto y coma.

El archivo será un fichero plano, cuyo nombre será CIR22013\_20\_CODDIS\_2010.txt (ver Anexo V).

Ejemplos de línea de código del archivo pueden ser las siguientes:

R1-000;ES0987543210987654ZF;122451A;234fet34k R1-000;ES0987543210987654ZF;121242F;kjji13213



Labels and their corresponding fields in the example lines:

- Código distribuidor: R1-000
- CUPS: ES0987543210987654ZF
- CINI del CT: 122451A
- Código del CT: 234fet34k
- CINI de subestación: kjji13213
- Código de subestación: 121242F

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_20\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 21: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN NORMALIZADAS.  
CONDUCTORES DE BT, MT O AT

Campo		Información y/o unidades	Código SQL
CINI		Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Nivel de tensión		kV	Number(7,3)
Número de circuitos			Number(1)
Tipo		T: aéreo-trenzado D: aéreo desnudo S: subterráneo	Varchar2 1
Denominación conductor		p.e., LA-150	Varchar2 20
R		Resistencia en Ohmios/km	Number(9,6)
X		Reactancia en Ohmios/km	Number(9,6)
Intensidad máxima		Amperios	Number(9,3)
Tasa de fallo	Mínima	fallos/año	Number(6,3)
	Esperada	fallos/año	Number(6,3)
	Máxima	fallos/año	Number(6,3)
Tiempo de reparación	Mínimo	horas	Number(5,2)
	Esperado	horas	Number(5,2)
	Máximo	horas	Number(5,2)
Coste de inversión		€/km	Number(11,2)
Mantenimiento preventivo		€/km·año	Number(11,2)
		horas/año	Number(6,2)
Coste de mantenimiento correctivo		€/fallo	Number(11,2)
COD_DIS		Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Es usado habitualmente en la actualidad por la empresa		0: no; 1: sí	Number(1)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_21\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 22: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN NORMALIZADAS.  
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Campo		Información y/o unidades	Código SQL
CINI		Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Denominación			varchar 20
Nivel de tensión lado de alta		kV	Number(7,3)
Descripción		I: intemperie; C: caseta; L: local; S: subterráneo	varchar 1
Potencia instalada		kVA	Number(8,3)
Número de máquinas			Number(1)
Pérdidas de vacío		kWh	Number(8,3)
Pérdidas de cortocircuito a potencia nominal		kWh	Number(8,3)
Tasa de fallo	Mínima	fallos/año	Number(6,3)
	Esperada	fallos/año	Number(6,3)
	Máxima	fallos/año	Number(6,3)
Tiempo de reparación	Mínimo	horas	Number(5,2)
	Esperado	horas	Number(5,2)
	Máximo	horas	Number(5,2)
Número máximo de salidas			Number(2)
Coste de inversión de una salida		€/salida	Number(11,2)
Coste de inversión		€	Number(11,2)
Mantenimiento preventivo		€/año	Number(11,2)
		horas/año	Number(6,2)
Mantenimiento correctivo		€/fallo	Number(11,2)
COD_DIS		Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Es usado habitualmente en la actualidad por la empresa		0: no; 1: sí	Number(1)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_22\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 23: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN NORMALIZADAS.  
SUBESTACIONES

Campo		Información y/o unidades	Código SQL*
CINI		Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Denominación			Varchar2 20
Nivel de tensión del primario		kV	Number(7,3)
Nivel de tensión secundario		kV	Number(7,3)
Tipo		blindada - convencional	Varchar2 20
Potencia instalada		MVA	Number(8,3)
Potencia garantizada		MVA	Number(8,3)
Pérdidas de vacío		MW	Number(8,3)
Pérdidas de cortocircuito a potencia nominal		MW	Number(8,3)
Tasa de fallo	Mínima	fallos/año	Number(6,3)
	Esperada	fallos/año	Number(6,3)
	Máxima	fallos/año	Number(6,3)
Tiempo de reparación	Mínimo	horas	Number(5,2)
	Esperado	horas	Number(5,2)
	Máximo	horas	Number(5,2)
Número máximo de trafos instalables			Number(1)
Coste de inversión		€	Number(11,2)
Mantenimiento preventivo		€/año	Number(11,2)
		horas/año	Number(6,2)
Coste de mantenimiento correctivo		€/fallo	Number(11,2)
Coste de ampliación de una posición adicional		€/posición adicional	Number(11,2)
COD_DIS		Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Es usada habitualmente en la actualidad por la empresa		0: no; 1: sí	Char(1)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_23\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 24: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN NORMALIZADAS.  
EQUIPOS DE MEJORA DE LA FIABILIDAD

Campo		Información y/o unidades	Código SQL
CINI		Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Nivel de tensión		kV	Number(7,3)
Denominación			Varchar2 20
Tasa de fallo		Fallos/año	Number(6,3)
Coste de inversión		€	Number(11,2)
Mantenimiento preventivo		€/año	Number(11,2)
		horas/año	Number(6,2)
Mantenimiento correctivo		€/fallo	Number(11,2)
COD_DIS		Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Es usado habitualmente en la actualidad por la empresa		0: no; 1: sí	Char(1)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_24\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 25: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN NORMALIZADAS.  
CONDENSADORES

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Denominación		Varchar2 20
Nivel de tensión	kV	Number(7,3)
Potencia instalada	kVAr	Number(8,3)
Tasa de fallo	Fallos/año	Number(6,3)
Coste de inversión	€	Number(11,2)
Mantenimiento preventivo	€/año	Number(11,2)
	horas /año	Number(6,2)
Mantenimiento correctivo	€/fallo	Number(11,2)
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	Varchar2 6
Es usado habitualmente en la actualidad por la empresa	0: no; 1: sí	Char(1)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_25\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 26: INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA QUE PERMITE ESTIMAR LOS COSTES A LOS  
QUE SE ENFRENTAN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS INFORMACION CENTROS DE COSTE BÁSICOS

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
AÑO	Código de tipo numérico con longitud 4, correspondiente al año del informe	Number(4)
COD_DIS	Código del Distribuidor (ver Tabla 1 Anexo II).	Varchar2 6
COD_CECO	Código del Centro de Coste (ver Tabla 2 Anexo II).	Varchar2 4
OPEX	Es el importe en euros (con dos decimales) de los gastos no asociados a inversión correspondientes a los distintos Centros de Coste.	Number(11,2)
GFA	Es el importe en euros (con dos decimales) de los gastos asociados a inversión correspondientes a los distintos Centros de Coste.	Number(11,2)
INGRESOS	El importe en euros (con dos decimales) de los ingresos asociados a los centros de coste con retribución propia.	Number(11,2)
COD_PRV	Código de la provincia (ver Tabla 3 Anexo II), para Centros de Coste con desglose por provincias.	Varchar3 3
COD_INS	Código de la instalación (ver Tablas 4a y 4b Anexo II), para Centros de Coste con desglose por instalaciones.	Varchar2 5
Unidades	Unidades a declarar en caso de tener que desglosar el CECO por instalación (ver Anexo I).	Number(11,3)
Unidades2	Unidades a declarar en caso de CTs y Subestaciones	Number(11,3)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_26\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 27: INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA QUE PERMITE ASIGNAR LOS COSTES A LOS QUE SE ENFRENTAN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y SUS CRITERIOS DE REPARTO EN LOS CENTROS DE COSTE BÁSICOS, POR ACTIVIDAD Y PROVINCIA

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
AÑO	Código de tipo numérico con longitud 4, correspondiente al año del informe	Number(4)
COD_DIS	Código del Distribuidor (ver Tabla 1 Anexo II).	Varchar2 6
COD_CTA	Código de la cuenta de gastos o ingresos (ver Tabla 12 Anexo II)	Varchar2 10
REP_ACT	Código de unidades físicas utilizado en criterios de reparto por actividades cuando no existe imputación directa (ver Tabla 7 Anexo II)	Varchar2 10
REP_PROV	Código de unidades físicas utilizado en criterios de reparto por actividades cuando no existe imputación directa (ver Tabla 7 Anexo II)	Varchar2 10

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_27\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 28: INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA QUE PERMITE ESTIMAR LOS COSTES A LOS QUE SE ENFRENTAN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS INMOVILIZADO BRUTO Y NETO DEL AÑO A DECLARAR

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
AÑO	Código de tipo numérico con longitud 4, correspondiente al ejercicio al que se refieren las cantidades informadas. Según lo visto en el apartado Segundo.4, párrafo a) de la Circular, se utilizará este formulario para declarar los datos correspondientes al ejercicio 2011	Number(4)
COD_DIS	Código del Distribuidor (ver Tabla 1 Anexo II).	Varchar2 6
COD_CTA	Código de la cuenta de gastos o ingresos (ver Tabla 12 Anexo II)	Varchar2 8
Amortización acumulada año n-1	Amortización acumulada en el ejercicio anterior, en euros, con dos decimales.	Number(11,2)
Saldo en Inmovilizado año n-1	Saldo del ejercicio anterior, en euros, con dos decimales.	Number(11,2)
Inversiones	Inversiones o dotaciones del año, en euros, con dos decimales.	Number(11,2)
Amortización n	Amortización realizada en el año n, en euros, con dos decimales	Number(11,2)
Traspasos n	Aumentos y disminuciones por transferencias y traspasos, en euros, con dos decimales.	Number(11,2)
Bajas n	Salidas, bajas o reducciones, en euros, con dos decimales.	Number(11,2)
Saldo en Inmovilizado año n	Saldo del inmovilizado en el ejercicio actual, en euros, con dos decimales	Number(11,2)
Subvenciones	Subvenciones recibidas, en euros, con dos decimales	Number(11,2)
Subvenciones pendientes n	Subvenciones recibidas, pendientes de aplicar en año n, en euros, con dos decimales.	Number(11,2)
Saldo inmovilizado neto subvenciones n	Saldo del inmovilizado en el ejercicio actual neto de subvenciones aplicadas, en euros, con dos decimales	Number(11,2)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_28\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 28BIS: INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA QUE PERMITE ESTIMAR LOS COSTES A LOS QUE SE ENFRENTAN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS INMOVILIZADO BRUTO Y NETO DE LOS ACTIVOS RECIBIDOS DE TERCEROS

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Año	Código de tipo numérico con longitud 4, correspondiente al ejercicio al que se refieren las cantidades informadas. Según lo visto en el apartado Segundo.4, párrafo a) de la Circular, se utilizará este formulario para declarar los datos correspondiente al ejercicio 2011.	Number(4)
Cod_Dis	Código del Distribuidor (ver Tabla 1 Anexo II).	Varchar2 6
Cod_Cta	Código de la cuenta de gastos o ingresos (ver Tabla 12 Anexo II)	Varchar2 8
Amortización acumulada año n-1	Amortización acumulada del inmovilizado recibido en el ejercicio anterior, en euros, con dos decimales	Number(11,2)
Saldo en Inmovilizado año n-1	Saldo del ejercicio anterior del inmovilizado recibido, en euros, con dos decimales.	Number(11,2)
Altas n	Altas en el año n, en euros, con dos decimales.	Number(11,2)
Bajas n	Salidas, bajas o reducciones, en euros, con dos decimales.	Number(11,2)
Saldo en Inmovilizado año n	Saldo en inmovilizado recibido en el año n, en euros, con dos decimales.	Number(11,2)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_28bis\_COD\_DIS\_2012.txt.

FORMULARIO 29: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE SUBESTACIONES DE TRANSPORTE  
SUBESTACIONES FUENTES DE DISTRIBUCIÓN

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Subestación	Código de subestación	Varchar2 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Denominación		Varchar2 20
Coordenadas UTM (Península huso 30, Canarias huso 28, Baleares huso 31)	X	Number(15,3)
	Y	Number(15,3)
	Z <sup>3</sup>	Number(15,3)
Municipio	Código de municipio INE (a fecha 01/01/2005)	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Año de incorporación		Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_29\_COD\_DIS\_2012.txt.

Tan solo podrán ser declarados códigos de subestación distintos de los declarados en las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010 1/2011 y 3/2012, por entrar en servicio nuevos, debiendo ser mantenido el "nombre" en caso de existir y haber sido declarados con ocasión de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010 1/2011 y 3/2012.

<sup>3</sup> La cota (coordenada Z) será calculada por la Comisión Nacional de Energía a partir de las coordenadas X e Y facilitadas por las compañías.

FORMULARIO 29BIS: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE SUBESTACIONES DE TRANSPORTE COMPOSICIÓN DE SUBESTACIONES FUENTES DE DISTRIBUCIÓN - PARQUES

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Subestación	Código de subestación	Varchar2 20
Nudo	Código de nudo	Varchar2 20
Tensión del parque	kV	Number(7,3)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_29BIS\_COD\_DIS\_2012.txt.

Tan solo podrán ser declarados códigos de subestaciones y parques en esta Circular, distintos de los declarados en las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010 1/2011 y 3/2012, por entrar en servicio nuevas subestaciones o parques, debiendo ser mantenido el "nombre" en caso de ser subestaciones o parques ya existentes en el conjunto de datos declarados con ocasión de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010 1/2011 y 3/2012.

FORMULARIO 29C: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE SUBESTACIONES Y PARQUES DE TRANSPORTE FUENTES DE DISTRIBUCIÓN PREVISTOS EN LA PLANIFICACIÓN

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Subestación	Código de subestación	Varchar2 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	Varchar2 7
Denominación		Varchar2 20
Coordenadas UTM (Península huso 30, Canarias huso 28, Baleares huso 31)	X	Number(15,3)
	Y	Number(15,3)
	Z <sup>4</sup>	Number(15,3)
Municipio	Código de municipio INE (a fecha 01/01/2005)	Varchar2 4
Provincia	Código de provincia INE	Varchar2 2
Nudo	Código de nudo	Varchar2 20
Tensión del parque	kV	Number(7,3)
Año de incorporación según planificación vigente	Año de planificación <sup>5</sup>	Number(4)
Año de incorporación a la base de datos		Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_29c\_COD\_DIS\_2012.txt. En caso de declararse ampliaciones de subestaciones o parques ya existentes en el conjunto de datos declarados con ocasión de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010 1/2011 y 3/2012, deberán ser respetados los nombres y códigos declarados en ocasiones anteriores.

<sup>4</sup> La cota (coordenada Z) será calculada por la Comisión Nacional de Energía a partir de las coordenadas X e Y facilitadas por las compañías en caso de no ser aportada.

<sup>5</sup> Se declarará el año de incorporación del parque declarado en cada subestación.

FORMULARIO 29D: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE SUBESTACIONES DE TRANSPORTE  
COMPOSICIÓN DE SUBESTACIONES FUENTES DE DISTRIBUCIÓN - PARQUES PREVISTOS EN LA PLANIFICACIÓN

Campo	Información y/o unidades	Código SQL *
Subestación	Código de subestación	Varchar2 20
Nudo	Código de nudo	Varchar2 20
Tensión del parque	kV	Number(7,3)
Año de incorporación según planificación vigente	Año de planificación <sup>6</sup>	Number(4)
Año de incorporación a la base de datos		Number(4)

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_29d\_COD\_DIS\_2012.txt.

En caso de declararse ampliaciones de subestaciones o parques ya existentes en el conjunto de datos declarados con ocasión de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010 1/2011 y 3/2012, o declararse instalaciones nuevas, deberán ser respetados los nombres declarados en ocasiones anteriores.

<sup>6</sup> Se declarará el año de incorporación previsto del parque declarado en cada subestación.

## FORMULARIO 30: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE SUBESTACIONES DE TRANSPORTE COMPOSICIÓN DE SUBESTACIONES FUENTES DE DISTRIBUCIÓN - MÁQUINAS

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Subestación	Código de subestación	varchar 20
Máquina	Código de máquina	varchar 20
Nudo lado baja	Código de nudo	varchar 20
Potencia instalada de la máquina	MVA	Number(8,3)
Año declarado		Number 4
Estado de funcionamiento	0: en reserva fría; 1: en funcionamiento	Char 1
¿Es propiedad de REE o Inalta?	0: no; 1: sí <sup>7</sup>	Char 1

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_30\_COD\_DIS\_2012.txt.

Tan solo podrán ser declarados códigos de subestaciones, parques o máquinas en esta Circular, distintos de los declarados en las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010 1/2011 y 3/2012, por entrar en servicio nuevas subestaciones, parques o máquinas, debiendo ser mantenido el "nombre" en caso de ser subestaciones, parques o máquinas ya existentes en el conjunto de datos declarados con ocasión de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010 1/2011 y 3/2012.

<sup>7</sup> Verdadero tanto si es propiedad de REE como si es propiedad de Inalta.

FORMULARIO 30BIS: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE SUBESTACIONES DE TRANSPORTE COMPOSICIÓN  
DE SUBESTACIONES FUENTES DE DISTRIBUCIÓN – MÁQUINAS PREVISTAS

Campo	Información y/o unidades	Código SQL*
Subestación	Código de subestación	varchar 20
Máquina	Código de máquina	varchar 20
Nudo lado baja	Código de nudo	varchar 20
Potencia instalada de la máquina	MVA	Number(8,3)
Año de incorporación a la base de datos	Año de incorporación a la base de datos	Number 4
Estado de funcionamiento	0: en reserva fría; 1: en funcionamiento	Char 1
¿Es propiedad de REE o Inalta?		Char 1
Año de incorporación según planificación vigente	Año de planificación <sup>8</sup>	Char 1

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_30bis\_COD\_DIS\_2012.txt.

Tan solo podrán ser declarados códigos de subestaciones o máquinas en esta Circular, distintos de los declarados en las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010, 1/2011 y 3/2012, por entrar en servicio nuevas subestaciones, parques o máquinas, debiendo ser mantenido el "nombre" en caso de ser subestaciones, parques o máquinas ya existentes en el conjunto de datos declarados con ocasión de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008, 3/2009, 2/2010, 1/2011 y 3/2012.

<sup>8</sup> Se declarará el año de incorporación del parque declarado en cada subestación.

FORMULARIO 31: EMISIÓN DE NOTAS JUSTIFICATIVAS

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Año	Año correspondiente del informe	Number(4)
Cod_dis	Código del Distribuidor (ver Tabla 1 Anexo II).	Varchar2 6
Cod_nota	Código que identificará a la nota	Varchar2 11
Nombre del Fichero de Notas	Nombre del fichero que va a contener las notas enviadas por la empresa	Varchar2 15

Los datos a 31/12/2012 se declararán en fichero de nombre CIR22013\_31\_COD\_DIS\_2012.txt.

## ANEXO V

### ARCHIVOS A REMITIR A LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Toda la información que se solicita en los Formularios del Anexo IV, se declarará a la Comisión Nacional de Energía a través de la presentación de los siguientes ficheros.

Ficheros para el envío de la información contenida en cada Formulario

Los agentes detallados en el párrafo 1 del apartado Primero de la Circular deberán entregar en soporte informático los archivos denominados como a continuación se detalla:

Siendo:

CODDIS = Código del Distribuidor que envía la información (Tabla 1 Anexo II).

NOMBRE DE LOS FICHEROS A ENTREGAR
CIR22013_1_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_2_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_3_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_4_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_5_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_6_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_7_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_8_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_9_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_10_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_11_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_12_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_13_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_13bis_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_13C_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_14_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_14bis_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_15_COD_DIS_2012.txt

NOMBRE DE LOS FICHEROS A ENTREGAR
CIR22013_16_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_17_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_18_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_19_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_20_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_26_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_27_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_28_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_28bis_COD_DIS_2012.txt
CIR22013_31_COD_DIS_2012.txt

Los agentes detallados en el párrafo 2 del apartado Primero de la circular deberán entregar en soporte informático los archivos denominados como a continuación se detalla:

NOMBRE DE LOS FICHEROS A ENTREGAR
CIR22013_29_R1-000_2012.txt
CIR22013_29bis_R1-000_2012.txt
CIR22013_29c_R1-000_2012.txt
CIR22013_29d_R1-000_2012.txt
CIR22013_30_R1-000_2012.txt
CIR22013_30bis_R1-000_2012.txt

#### FORMATO DE ENVIO DE LOS FICHEROS

Todos los ficheros que componen la circular, serán entregados comprimidos en un único archivo winzip, (incluidas notas justificativas) cuyo nombre archivo deberá componerse con la siguiente secuencia:

CIR22013\_AAAAMMDD\_COD\_DIS.zip

Como ejemplo, la empresa R1-534, de un fichero entregado el 15 de agosto de 2013, deberá entregar un único fichero winzip de nombre CIR22013\_20130815\_R1-534.zip.

Cada envío será efectuado incluyendo todos los archivos a los que cada empresa está obligada a declarar y tendrá la consideración implícita de sustitutivo jurídico de la anterior declaración, siendo los últimos archivos que se cargan en el sistema los que acompañan el soporte electrónico incluido en el informe de auditoría de la Circular 2/2013.

## ANEXO VI

### INSTRUCCIONES MINIMAS DE VERIFICACION EN PROCEDIMIENTOS ACORDADOS CONTRATADOS POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS A TERCEROS PARA DAR CUMPLIMIENTO A LA OBLIGACION DE AUDITORIA ESTABLECIDA EN LA PRESENTE CIRCULAR

#### 1. Objeto

---

El objeto de este anexo es describir las instrucciones mínimas que han de cumplir la auditoría/verificación/revisión que se ha de efectuar en aplicación del punto Séptimo de la presente Circular, para dar cumplimiento a la obligación de auditoría.

Las instrucciones detalladas en este anexo, constituyen los principios y requisitos, que se deben observar para la expresión de una opinión técnica responsable sobre la veracidad de la información que hayan aportado las empresas distribuidoras y que básicamente consistirán en la comprobación de los siguientes aspectos:

1. Que la información presentada por las empresas en los formularios y documentación adicional, ha sido preparada a partir de la información técnica, comercial y económica existente en los registros de la empresa, así como de la información existente en sus sistemas de información y otra información soporte.
2. Que la información presentada por las empresas en la caracterización de su mercado (formularios 1, 2, 2A, 2B y 3) se corresponde con los datos existentes en sus sistemas de información técnicos y comerciales.
3. Que la información presentada por las empresas en la caracterización de su mercado (formularios 4, 5, 6, 7 y 8) se corresponde con los datos existentes en sus sistemas de información técnicos y de planificación.
4. Que la información presentada por las empresas en la caracterización de su inventario (formularios 9, 10, 11, 12, 13, 13bis, 13C, 14, 14bis, 15, 16, 17, 19) se corresponde con los datos existentes en sus sistemas de información técnicos y que los mismos tienen características propias que le hacen poder ser considerados como inventarios de las instalaciones (se puede trazar un seguimiento de las altas, bajas y traspasos históricos desde su puesta en explotación).
5. Que la información presentada por las empresas en la caracterización de su inventario (formularios 9, 10, 11, 12, 13, 13bis, 13C, 14, 14bis, 15, 16, 17, 19) se corresponde con los datos existentes en sus sistemas de información técnicos y que los mismos tienen características propias que le hacen poder ser considerados como inventarios de las instalaciones (se puede trazar un seguimiento de las altas, bajas y traspasos históricos desde su puesta en explotación).
6. Que la información presentada por las empresas en la caracterización de su inventario (formulario 20) se corresponde con los datos existentes en sus sistemas de información técnicos y que los mismos cumplen con lo establecido con la Orden 797/2002 y son consistentes con la información declarada al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
7. Que la información presentada se corresponde con las instalaciones existentes en campo, excluido el inmovilizado en curso.
8. Que el contenido de la información anterior responde:
  - a. A la aplicación de las políticas, criterios, procedimientos y bases de cálculo descritas por la empresa en las "Notas justificativas" que acompañan a la información suministrada.
  - b. A lo requerido por la Comisión Nacional de Energía en esta Circular.

9. Si procede alguna modificación importante a dicha información, como consecuencia del trabajo de revisión efectuado.

Asimismo, se detallará la sistemática con la que las empresas distribuidoras darán traslado a esta Comisión de las características, procedimientos aplicados y salvedades que se hayan detectado en el procedimiento de revisión, no solo a través de su informe de auditoría, sino adicionalmente en el correspondiente formulario electrónico a adjuntar al mismo, en el que se expliciten los procedimientos de verificación, contrastación, inspección en campo y otros, que han permitido emitir el informe técnico, con las consiguientes salvedades que deberán venir debidamente justificadas y cuantificadas.

El resultado final de la aplicación de las instrucciones, será un informe de procedimientos acordados armonizado en su contenido mínimo y pruebas, entre todas las empresas y en las que se pueden trazar las informaciones “auditadas” con las pruebas practicadas, debiendo estar todos los párrafos del informe único emitido al regulador, identificados unívocamente con las pruebas que los sustentan a través de un identificador único del párrafo (IPU) que deberá aparecer en el margen derecho de las hojas.

## 2. REVISIONES GENERALES Y REQUISITOS GENERALES

Para que la información pueda ser tomada en consideración (afectada, en su caso, por los factores de competencia referencial que se establezcan), durante el transcurso del trabajo de auditoría se aplicarán, como mínimo, los siguientes procedimientos de revisión:

1. Revisión de la adecuada correspondencia de la información elaborada en cumplimiento de esta Circular frente a: (i) la aportada previamente, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas y (ii) los estados financieros auditados de la empresa distribuidora, en caso de que la distribuidora tenga la obligación de proceder a su elaboración y, en su caso, posterior auditoría (iii) la aportada previamente, en su caso, a la Comisión Nacional de Energía con ocasión de Circulares de supervisión de la actividad de distribución anteriores (Circular 1/2006, Circular 1/2007, Circular 2/2008, Circular 3/2009, Circular 2/2010, Circular 1/2011, Circular 1/2012 y Circular 3/2012).
2. Análisis de los informes de auditoría disponibles sobre la información contable y/o de inversiones y revisión de los ajustes realizados por la empresa.
3. Comprobación, en bases selectivas con inspección física, de la información técnica relativa a la configuración y el equipamiento de las instalaciones en los diferentes formularios (campos “Nivel de tensión”, “CINI”, “Tipo”, “Potencia”, etc.) frente a la documentación técnica disponible (proyectos, actas de puesta en servicio, diagramas unifilares, sistemas de explotación de redes, SCADA, GIS o similares, etc.).
4. Comprobación, en bases selectivas, de los importes económicos incluidos frente a los registros económicos de la empresa y otra documentación soporte justificativa (facturas, presupuestos, etc.).
5. Verificación conceptual de la información contenida en las notas justificativas aportadas por la empresa al objeto de comprobar que contiene toda la información necesaria para obtener un entendimiento general de los criterios de elaboración de la información.

6. En todos los casos, sin excepción alguna, las coordenadas (x,y) deben cumplir los requisitos reglamentariamente establecidos o los que se señalan a continuación:
  - El sistema de referencia y huso empleado en la Circular 3/2012.
  - Las coordenadas deben encontrarse dentro del territorio nacional sin considerar las extensiones correspondientes a las aguas territoriales españolas. Como excepción a lo anterior, en el caso de que la empresa distribuidora aporte alguna coordenada situada en las aguas territoriales españolas, deberá justificar estas situaciones en sus notas justificativas.
  - Las coordenadas deben guardar una correcta correspondencia entre su ubicación física y el código de provincia al que se encuentran asignadas, tal y como se requiere en las validaciones realizadas para la utilización de la información en el Modelo de Red de Referencia. La codificación de municipios y provincias será la utilizada por el Instituto Nacional de Estadística.
7. En todos los casos, el informe de auditoría entregado deberá contener tres carpetas en la que se contengan archivos de texto que permitan su edición:
  - a. Carpeta Identificativa Información Accesible.

Los documentos contenidos en esta carpeta deberán estar denominados con un identificador único de información accesible (en adelante IUIA) que permita identificarlos. Asimismo, la carpeta:

    - i. Deberá contener un archivo resumen por cada uno de los sistemas de información que ha sido puesto a disposición del auditor y a los que se ha accedido para verificar la información auditada de la empresa, describiendo sistema, información contenida que ha sido verificada en el mismo y formularios relacionados.
    - ii. Deberá contener un archivo resumen por cada uno de los archivos que ha sido puesto a disposición del auditor y a los que se ha accedido para verificar la información auditada de la empresa, describiendo sistema, información contenida y tablas verificadas.
    - iii. Deberá contener un archivo resumen por cada uno de los documentos en papel que han sido puestos a disposición del auditor y a los que se ha accedido para verificar la información auditada de la empresa, describiendo información contenida y tablas verificadas.
  - b. Carpeta Identificativa Resumen Auditoría.

Se adjuntará un resumen descriptivo de la auditoría en formato Excel (en adelante EXCEL\_AUDITORÍA del que la CNE colgará un formato estándar en el trámite correspondiente de la sede electrónica)

    - i. Deberá contener un resumen del procedimiento de adjudicación de la auditoría, detallando forma de contratación, procedimiento, recursos empleados, habilitación profesional de la persona que firma el informe, fecha de contratación, fecha de inicio de los trabajos, fecha de fin de los trabajos, Numero de horas incurridas en el proyecto por categoría profesional (analistas junior, analistas senior,

gerentes y socios), etc, conforme al formato establecido en la propia Circular.

- ii. Deberá contener un resumen de las pruebas practicadas en campo, detallando un identificador único de la prueba practicada, el formulario o formularios verificados, el tipo de comprobación practicada (inspección física, pruebas de conectividad,...) , la provincia en la que se han practicado las pruebas, el tipo de muestreo practicado para la selección e la muestra y el tamaño muestral, así como la población total sobre la que se ha practicado la muestra, una descripción en formato texto de las pruebas practicadas, los identificadores únicos de la información accedida para efectuar los trabajos (IUIA), así como la identificación del párrafo de la auditoría en el que se detalla (IPU), conforme al formato establecido en la propia Circular.
  - iii. Deberá contener un resumen de las pruebas practicadas en gabinete, detallando un identificador único de la prueba practicada, el formulario o formularios verificados, el tipo de comprobación practicada (verificación coherencia, interfichero, intrafichero, etc.), los identificadores únicos de la información accedida para efectuar los trabajos (IUIA), el nombre de la tabla accedida en caso de ser base de datos una descripción funcional en formato texto de las pruebas practicadas, así como la identificación del párrafo de la auditoría en el que se detalla (IPU), conforme al formato establecido en la propia Circular.
  - iv. Deberá contener un resumen de las salvedades contenidas en la auditoría, detallando un identificador único de la salvedad o excepción efectuada al proceso de verificación, las magnitudes afectadas por las referidas salvedades, las pruebas practicadas de campo o de gabinete en la que han sido detectadas, si se entiende subsanable o no y si la misma tiene impacto fiscal. Adicionalmente, cada salvedad deberá venir valorada económicamente sobre la base de las magnitudes del proceso retributivo a las que pudiera afectar (base regulatoria de activos, gastos declarados en información regulatoria de costes, vidas útiles residuales por tipo de activo, etc.) así como el párrafo de la auditoría en la que se detalla (IPU).
- c. Carpeta Identificativa: Información Verificada.
- i. Deberá contener los archivos que han sido verificados por la empresa auditora.

El nivel de representatividad que se exigirá a las muestras que sea necesario evaluar para la realización de cualquier trabajo de comprobación en bases selectiva que sea realizado durante el transcurso de los trabajos de verificación contenidos en procedimientos acordados entre empresas distribuidoras y terceros para dar cumplimiento a las obligaciones de auditorías contenidas en esta Circular, garantizarán la representatividad de la muestra con un nivel de confianza del 95%, estratificado a nivel provincial y por zona de calidad.

## 3. REVISIONES ESPECÍFICAS

---

### 3.1. Métodos de Georreferenciación de coordenadas

Se distinguirán dos métodos básicos de georreferenciación de coordenadas: Cartografía (entendiendo como tal la obtención de coordenadas de acuerdo a cartografía digital o física una vez identificados de manera precisa los elementos sobre dicha cartografía) y Sistema de Posicionamiento Global (GPS), siendo recomendable almacenar como información por parte de las distribuidoras en sus bases de datos el método empleado en la georreferenciación.

Se entiende por "Cartografía" la obtención de coordenadas (x,y) de acuerdo las coordenadas identificadas en cartografía digital o física tras la ubicación del elemento de manera precisa sobre dicha cartografía. Asimismo, se entiende por "GPS" la obtención de coordenadas (x,y) mediante aparatos de GPS tras la ubicación sobre el terreno de manera precisa del elemento a localizar.

En cualquier caso, el método utilizado deberá garantizar una precisión de los resultados consistente con los criterios descritos a continuación.

De acuerdo a lo indicado, en cualquiera de los métodos se deberá garantizar la correcta correspondencia de los elementos físicos con las coordenadas localizadas, entendiéndose como tal la correcta ubicación de la Matrícula o código de identificación de la instalación o del cliente.

#### 1. Cartografía

La ubicación por cartografía podrá basarse tanto en cartografía física como en cartografía digital (o sistemas de información georreferenciada, en adelante GIS), siempre y cuando se cumplan los siguientes requisitos:

- Su procedencia será oficial, entendiéndose como tal cualquier organismo Ministerial, Instituto Geográfico Nacional, Diputaciones Provinciales, Catastro, Ayuntamientos o cualquier otra institución gubernamental.
- Contener suficiente detalle en la descripción de los límites físicos de las construcciones y vías para poder emplearlo en la georreferenciación.

Por otro lado, al efecto de garantizar la precisión exigida a las coordenadas, se recomienda seguir las siguientes indicaciones:

- La escala de la cartografía utilizada no deberá ser superior a 1:5000, siendo recomendable la utilización de una escala menor cuando resulte posible.
- Deberá estar actualizada a una fecha no anterior a 1 año desde la realización del trabajo de georreferenciación por parte de la distribuidora. Se admitirán plazos

superiores siempre y cuando la empresa distribuidora aporte una explicación detallada de los motivos de esta situación en sus notas justificativas.

Se considera muy recomendable la utilización de esta metodología para elementos ubicados en núcleos de población donde la cartografía municipal pueda ofrecer suficientes garantías de precisión y calidad.

Asimismo, se entienden dos modalidades de georreferenciación utilizando cartografía:

- Ubicación en gabinete, sin desplazamiento físico al elemento.
- Ubicación en campo con desplazamiento físico al elemento y posterior asignación de coordenadas en gabinete.

En la primera modalidad, y en relación con los puntos de suministro, se deberá garantizar que la localización del CUPS se corresponde efectivamente con el punto de conexión y medida a ubicar.

## 2. Sistema de Posicionamiento Global (GPS)

La ubicación por GPS implicará en todos los casos el desplazamiento físico al elemento a ubicar, garantizando en todos los casos la correcta identificación del mencionado elemento.

El equipo de georreferenciación deberá garantizar, por especificaciones técnicas del fabricante, una precisión de georreferenciación suficiente, considerándose válidas las medidas que cumplan, al menos, con las siguientes características:

- Ubicación con al menos 4 satélites visibles en el aparato GPS.
- Valores de HDOP y PDOP inferiores a 3.
- Tiempo mínimo de toma de medida: 60 segundos.

Se considera recomendable la adquisición de, al menos, tres medidas por par de coordenadas (x,y) al objeto de garantizar la precisión, si bien esto dependerá del sistema de adquisición y registro de datos del propio aparato GPS.

El sistema de posicionamiento global (GPS) pertenece al Gobierno de los Estados Unidos de América. Por este motivo, y de acuerdo con los comunicados oficiales de este Gobierno, todas las medidas obtenidas con anterioridad al 5 de mayo de 2000 mediante dispositivos GPS requieren del procedimiento denominado "Corrección Diferencial", necesario para reducir el error inherente al sistema GPS antes de su liberalización, considerándose las coordenadas obtenidas con el aparato receptor válidas siempre y cuando hayan sido sometidas a este tratamiento. En caso contrario, los errores asociados pueden alcanzar los 100 metros, según los comunicados oficiales del Gobierno de los Estados Unidos de América.

Por este motivo, será recomendable almacenar por parte de la distribuidora en sus bases de datos la fecha, al menos el año, de obtención de la coordenada.

## Instrucciones de ubicación

Dada la variedad de elementos a ubicar en la información solicitada en la petición de información, se señalan cuáles se considerarán ubicaciones válidas para los diferentes elementos para el registro de sus coordenadas (x,y).

Los siguientes puntos de toma de coordenadas serán considerados válidos, si bien se indican por orden de prioridad en cuanto a su precisión. Asimismo, cuando en una ubicación de campo (cartografía o GPS) no resulte posible la toma de coordenadas en ninguno de los puntos indicados a continuación, se realizará un desplazamiento horizontal en línea recta desde cualquiera de los puntos indicados registrando, como información adicional, la distancia aproximada que ha sido necesario desplazarse desde el mencionado punto de toma recomendado.

- a. Información relativa a la ubicación de las subestaciones existentes (Formularios 1 y 1bis del Anexo II).

Con el objeto de identificar adecuadamente las instalaciones, se considerará que todos los elementos incluidos en una subestación comparten la misma ubicación geográfica (x,y), no siendo admisible la aportación de diferentes coordenadas para elementos que comparten código de subestación.

En relación al punto de obtención de la coordenada se considerarán válidos:

- El centro geométrico del contorno que delimita el acceso a la subestación por parte de personas físicas.
- Cualquier punto existente dentro de dicho contorno.
- El acceso físico principal de la subestación.

- b. Información relativa a la ubicación de los centros de transformación existentes (Formulario 4 del Anexo II).

Al objeto de no introducir grados de libertad innecesarios sobre la información a aportar al Modelo de Red de Referencia, se considerará que todos los elementos incluidos en un centro de transformación comparten la misma ubicación geográfica (x,y), no siendo admisible la aportación de diferentes coordenadas para elementos que comparten código centro.

En relación al punto de obtención de la coordenada se considerarán válidos:

- El punto de acceso del personal de mantenimiento a la instalación del centro de transformación.
- El centro geométrico del contorno estimado de la instalación sobre cartografía.
- Cualquier punto existente dentro de dicho contorno.

c. Información relativa a la georreferenciación de la demanda (Formulario 1 del Anexo IV).

En relación al punto de obtención de la coordenada se considerarán válidos:

- La ubicación del punto de medida (contador) del CUPS correspondiente.
- El punto de acceso a la finca del CUPS correspondiente.

En el caso de ubicación en gabinete sin inspección física del CUPS, y siempre que se garantice la correcta correspondencia del cliente a ubicar con el punto de conexión correspondiente:

- El centro geométrico del contorno supuesto de la finca en el que se ubica el CUPS.
- Cualquier punto existente dentro de dicho contorno.
- El centro del lateral en el que se considera ubicado el punto de acceso a la finca del CUPS correspondiente.

d. Información relativa a la generación conectada a sus redes de distribución (Formulario 8 del Anexo II).

En relación al punto de obtención de la coordenada se considerarán válidos:

- La ubicación del punto de medida (contador) de la instalación de generación correspondiente.
- El punto de acceso a la finca en la que se encuentra la instalación correspondiente.

En el caso de ubicación en gabinete sin inspección física del CUPS, y siempre que se garantice la correcta correspondencia del generador a ubicar con el punto de conexión correspondiente:

- El centro geométrico del contorno supuesto de la finca en el que se ubica la instalación.
- Cualquier punto existente dentro de dicho contorno.
- El centro del lateral en el que se considera ubicado el punto de acceso a la finca de la instalación correspondiente.

### 3.2. Verificaciones mínimas a practicar de carácter informático con información de la propia Circular

Serán como mínimo las que se detallan en la siguiente tabla:

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
1	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Código Tarifa obligatoria
			CUPS obligatorio
			Código Distribuidora obligatoria
			Año Incorporación obligatoria
			El campo CNAE es obligatorio
			El campo Potencia facturada es obligatorio
			El campo EQUIPO MEDIDA es obligatorio
			Código Municipio Obligatorio
			Código Provincia Obligatoria
			El campo Potencia contratada es obligatorio
			El campo Potencia adscrita es obligatorio
			El campo Estado de contrato es obligatorio.
			El campo Nivel de Tensión es obligatorio
			El campo Energía Activa Anual es obligatorio
			El campo ZONA CALIDAD es obligatorio
	Validaciones de Registro	Validaciones de integridad referencial	Código Tarifa no válida
			El campo CNAE debe ser alguno de los definidos en el sistema
			El campo Municipio debe ser uno de los contenidos en el sistema
			El campo Provincia debe ser uno de los contenidos en el sistema
	Validaciones de Registro	Validaciones específicas	Los dos primeros caracteres del CUPS deben de ser "ES"
El Código de Distribuidor no esté entre los distribuidores establecidos			
El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga			
El valor declarado en el campo "Potencia facturada" será mayor o igual a 0			
Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	No se ha encontrado ningún registro en el formulario 10 ni en el 13bis para este nudo.	
		Se han encontrado registros en el formulario 10 /13bis para este nudo, pero presentan errores.	
Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	El valor CUPS no debe estar repetido	
2	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Coordenada X obligatoria
			Coordenada Y obligatoria
			Código Unitario obligatorio
			Código de Distribuidor Declarante obligatorio
			Código de Distribuidor Cliente obligatorio
			Código Municipio Obligatorio
			Código Provincia Obligatoria
			Tensión Alimentación obligatoria
			Potencia Máxima Obligatoria
			Año Incorporación obligatoria
			El campo EQUIPO MEDIDA es obligatorio

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
		Validaciones de advertencia	El campo Conexión no debe estar vacío
		Validaciones de integridad referencial	El código de Empresa Cliente debe estar como Empresa Distribuidora
			El Código de Municipios debe existir en la Tabla de Municipios
			El Código de Provincias debe existir en la Tabla de Provincias
			El valor del campo Conexión sólo deberá tener uno de los dos valores: A o S
		Validaciones específicas	El valor de CUPS debe tener el valor ES en los 2 primeros caracteres
			El código de Empresa debe corresponder con alguno de los distribuidores establecidos
			La potencia Máxima Demandada debe ser mayor o igual a 0
			El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga
			Las coordenadas X e Y no están contenidas en la provincia declarada
			La provincia y el municipio no son coherentes entre sí
			El valor declarado en el campo "Tensión de alimentación" debe ser: 0,1 < Tensión <= 400
		Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia
Se han encontrado registros en el formulario 10 /13bis para este nudo, pero presentan errores.			
Se han encontrado problemas en el nivel de tensión declarado del nudo, por lo que todos los registros asociados a ese código de nudo no pueden ser considerados.			
Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	No debe repetirse el valor del CUPS	
2A	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	El campo COD MERCADO es obligatorio
			El campo COD DIS DECLARANTE es obligatorio
			El campo COD DIS CONECTA es obligatorio
			El campo COD FRONTERE REE es obligatorio
			El campo X es obligatorio
			El campo Y es obligatorio
2B	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	El campo COD MERCADO es obligatorio
			El campo COD DIS DECLARANTE es obligatorio
			El campo PROVINCIA es obligatorio
			El campo MUNICIPIO es obligatorio
3	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	El Nudo es Obligatorio
			El Código de Distribuidor es obligatorio
			La Tensión de Alimentación es obligatoria
			El campo "CIL" es obligatorio
			El campo EQUIPO MEDIDA es obligatorio
			El campo POTENCIA ADSCRITA es obligatorio
			El campo POTENCIA CONTRATADA es obligatorio
			El campo ENERGIA A ANUAL PRODUCIDA es obligatorio
			El campo ENERGIA A ANUAL CONSUMIDA es obligatorio
			El campo ENERGIA R ANUAL PRODUCIDA es obligatorio
El campo ENERGIA R ANUAL CONSUMIDA es obligatorio			

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción			
		Validaciones de advertencia	El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga			
		Validaciones de integridad referencial	El valor declarado en el campo "CIL", deberá tener el valor "ES" en los dos primeros caracteres			
		Validaciones específicas	El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa			
	Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	No se ha encontrado ningún registro en el formulario 10 ni en el 13bis para este nudo. Se han encontrado registros en el formulario 10 /13bis para este nudo, pero presentan errores. Se han encontrado problemas en el nivel de tensión declarado del nudo, por lo que todos los registros asociados a ese código de nudo no pueden ser considerados.			
4	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Coordenada X obligatoria			
			Coordenada Y obligatoria			
			Uso Predominante Previsto para la Agrupación Obligatorio			
			Código Distribuidora obligatoria			
			Potencia Total Solicitada obligatoria			
			Municipio obligatorio			
			Provincia obligatoria			
			Año Previsto Incorporación obligatoria			
			El año de incorporación es obligatorio			
		Validaciones de integridad referencial	El Código de Provincias debe existir en la Tabla de Provincias			
			El Código de Municipios debe existir en la Tabla de Municipios			
		Validaciones específicas	Los Usos Previstos deben corresponder a alguno de los valores: 0 Residencial o 1 Polígono			
			El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa			
La Potencia Total Solicitada debe ser mayor que 0						
El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga						
			Las coordenadas X e Y no están contenidas en la provincia declarada			
			La provincia y el municipio no son coherentes entre sí			
			5	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Coordenada X obligatoria
						Coordenada Y obligatoria
						El Tipo de Tensión obligatorio
Código Distribuidora obligatoria						
Municipio obligatorio						
Provincia obligatoria						
Tipo de Conexión obligatorio						
Tensión Alimentación obligatoria						
Potencia Solicitada obligatoria						
Año Previsto Incorporación obligatoria						
El año de incorporación es obligatorio						
Validaciones de advertencia	El campo Conexión no debe estar vacío					
	Validaciones de integridad referencial	El Código de Municipios debe existir en la Tabla de Municipios				
El Código de Provincias debe existir en la Tabla de Provincias						
El valor del campo Conexión sólo deberá tener uno de los dos valores: A o S						

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
		Validaciones específicas	El valor del campo Tipo debe ser CMT o CAT
			El valor de la tensión de alimentación debe de ser coherente con el tipo.
			El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa
			La Potencia Solicitada debe ser mayor a 0
			El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga
			Las coordenadas X e Y no están contenidas en la provincia declarada
			La provincia y el municipio no son coherentes entre sí
6	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	El Nudo es Obligatorio cuando la tarifa es baja o media
			Coordenada X obligatoria
			Coordenada Y obligatoria
			El Tipo de Tensión obligatorio
			Código Distribuidora obligatoria
			El valor de CUPS obligatoria
			Código Distribuidora obligatoria
			Municipio obligatorio
			Provincia obligatoria
			Tensión Alimentación obligatoria
			Potencia Solicitada obligatoria
			Año Previsto Incorporación obligatoria
			El año de incorporación es obligatorio
		Validaciones de advertencia	El campo Conexión no debe estar vacío
		Validaciones de integridad referencial	El Código de Tarifa debe estar entre las tarifas establecidas
			El Código de Municipios debe existir en la Tabla de Municipios
			El Código de Provincias debe existir en la Tabla de Provincias
			El valor del campo Conexión sólo deberá tener uno de los dos valores: A o S
		Validaciones específicas	El valor del campo Tipo debe ser CMT o CAT
			Los valores de Tensión de Alimentación y Tipo de Alimentación debe ser coherentes entre sí
	El Tipo de Conexión y su tarifa deben coincidir para Media Tensión		
	El Tipo de Conexión y su tarifa deben coincidir para Alta Tensión		
	El valor de CUPS debe tener el valor ES en los 2 primeros caracteres		
	El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa		
	El Código de Distribuidor debe estar entre los distribuidores establecidos		
	La Potencia Solicitada debe ser mayor a 0		
	El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga		
Las coordenadas X e Y no están contenidas en la provincia declarada			
La provincia y el municipio no son coherentes entre sí			
Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	No se ha encontrado ningún registro en el formulario 1 para este nudo.	
		Se han encontrado registros en el formulario 1 para este nudo, pero presentan errores.	
		Se han encontrado problemas en el nivel de tensión declarado del nudo, por lo que todos los registros asociados a ese código de nudo no pueden ser considerados.	

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
	Validaciones Intrafichero	Validaciones de advertencia	El Valor Cups y Potencia Solicitada no deben de repetirse
		Validaciones de coherencia	El Valor de Cups y Año Previsto de Incorporación no deben de repetirse
7	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Coordenada X obligatoria
			Coordenada Y obligatoria
			Código Distribuidora obligatoria
			Municipio obligatorio
			Provincia obligatoria
			Tensión Alimentación obligatoria
			Potencia Solicitada obligatoria
			Energía Activa Anual Prevista a producir obligatoria
			Año Previsto Incorporación obligatoria
			El año de incorporación es obligatorio
			El campo "CINI" es obligatorio
		Validaciones de advertencia	El campo Conexión no debe estar vacío
			El campo Energía reactiva anual prevista a producir no debe estar vacío
		Validaciones de integridad referencial	El Código de Municipios debe existir en la Tabla de Municipios
			El Código de Provincias debe existir en la Tabla de Provincias
			El valor del campo Conexión sólo deberá tener uno de los dos valores: A o S
		Validaciones específicas	El valor del campo CINI debe ser alguno de los definidos en el Sistema
			El valor de la Tensión de Alimentación Prevista debe ser $0.1 < \text{Tensión} \leq 400$
			El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa
			La Potencia Solicitada debe ser mayor a 0
La Energía Activa Anual Prevista a Producir contiene un valor no valido			
El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga			
Las coordenadas X e Y no están contenidas en la provincia declarada			
La provincia y el municipio no son coherentes entre sí			
El campo "CINI" se debe de corresponder con alguno de los códigos válidos para instalaciones de generación distribuida conectadas a la red de distribución.			
8	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Código Distribuidora obligatoria
			Año del Informe Obligatorio
			Provincia obligatoria
			Código de Identificación Normalizada de Instalaciones obligatoria
			Finalidad obligatoria
			Unidades obligatorias
			Inversiones obligatoria
		El año de incorporación es obligatorio	
		Validaciones de integridad referencial	El Código de Provincias debe existir en la Tabla de Provincias
			El valor del campo CINI debe ser alguno de los definidos en el Sistema
		Validaciones específicas	El Año debe ser mayor que el año de cierre

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
9	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	El Tramo es Obligatorio
			Coordenada X obligatoria
			Coordenada Y obligatoria
		Validaciones específicas	No debe existir dos registros con el mismo valor en el campo Tramo
	Validaciones específicas	Las coordenadas X e Y no están contenidas en la provincia declarada	
	Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	No se ha encontrado ningún registro en el formulario 10 para este tramo Se han encontrado registros en el formulario 10 para este Tramo, pero presentan errores.
10	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	El Tramo es Obligatorio
			Nudo Inicial es Obligatorio
			Nudo Final es Obligatorio
			CINI es Obligatorio
			Provincia es Obligatoria
			Nivel Tensión es Obligatoria
			Longitud es Obligatoria
			Numero Circuitos es Obligatoria
			Tipo es Obligatorio
			R es Obligatorio
			X es Obligatorio
			Intensidad Máxima es Obligatoria
			Estado de Operación Habitual es Obligatoria
			Código Distribuidora obligatoria
			Año Incorporación obligatoria
			Pertenece a la compañía Obligatoria
		Validaciones de advertencia	El valor del campo Número de Circuitos no debe ser mayor de 4
		Validaciones de integridad referencial	El valor del campo CINI debe ser alguno de los definidos en el Sistema
			El Código de Provincias debe existir en la Tabla de Provincias
		Validaciones específicas	La Primera Posición del campo CINI debe ser igual a 2 y la posición 0 es 1
			La Segunda Posición del campo CINI debe ser igual a 0
			La posición 3 del valor del campo CINI debe ser coherente con el Nivel de Tensión
			La posición 4 del valor del campo CINI debe ser coherente con el Tipo y Número de Circuitos
			La posición 4 del valor del campo CINI debe ser coherente con el Tipo y Número de Circuitos
			La posición 4 del valor del campo CINI debe ser coherente con el Tipo y Número de Circuitos
			La posición 4 del valor del campo CINI debe ser coherente con el Tipo y Número de Circuitos
			La posición 4 del valor del campo CINI debe ser coherente con el Tipo y Número de Circuitos
			La posición 4 del valor del campo CINI debe ser coherente con el Tipo y Número de Circuitos
			La posición 4 del valor del campo CINI debe ser coherente con el Tipo y Número de Circuitos
			La posición 4 del valor del campo CINI debe ser coherente con el Tipo y Número de Circuitos
La posición 4 del valor del campo CINI debe ser coherente con el Tipo y Número de Circuitos			
La posición 4 del valor del campo CINI debe ser coherente con el Tipo y Número de Circuitos			
El Campo Longitud debe ser mayor que 0			

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
11			El valor de la Tensión de Alimentación Prevista debe ser $0.1 < \text{Tensión} \leq 400$
			El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa
			El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga
	Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	El nudo final y el nudo inicial debe corresponder con la tabla Nudos
			El valor del campo TRAMO debe existir en algún tramo del Formulario 9
	Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	Se han encontrado problemas en el nivel de tensión declarado del nudo, por lo que todos los registros asociados a ese código de nudo no pueden ser considerados y por tanto ha sido excluido el tramo.
			No debe existir dos registros con el mismo valor en el campo Tramo
	Validaciones de Coherencia Histórica	Validaciones estadísticas	Se ha superado la variación máxima permitida entre años del 10% para la longitud total de tramos declarados por año
	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	El Nudo es Obligatorio
			CT es Obligatorio
			Código Distribuidora obligatoria
			Año Incorporación obligatoria
Pertenece compañía Obligatorio			
El campo NUM SALIDAS UTIL es obligatorio			
El campo MANTEN PREVENTIVO HORAS es obligatorio			
El campo MANTEN PREVENTIVO VECES es obligatorio			
El campo MANTEN CORRECTIVO HORAS es obligatorio			
El campo MANTEN CORRECTIVO VECES es obligatorio			
Validaciones de integridad referencial	Validaciones específicas	El valor del campo Pertenece a la compañía debe ser alguno de los existentes en la tabla TA_PERTENECE_COMPANIA	
		El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa	
Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga	
		La Energía Activa Circulada debe ser distinto de 0	
Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	No se ha encontrado ningún registro en el formulario 10 para este nudo	
		Se han encontrado registros en los nudos del formulario 10, pero presentan errores.	
Validaciones de Coherencia Histórica	Validaciones estadísticas	No debe existir dos registros con el mismo valor en el campo CT	
		Se ha superado la variación máxima permitida entre años del 5% para el nº de elementos declarados por año	
12	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	CT es Obligatorio
			Maquina es Obligatorio
			Potencia Maquina es Obligatorio
			Pérdidas Vacío es Obligatorio
			Pérdidas Corto es Obligatorio
			El año de incorporación es obligatorio
			El campo NUDO es obligatorio
	Validaciones específicas	La Potencia Máquina debe ser mayor que 0	
Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	El campo CT debe existir en algún registro del Formulario 11	
		El campo CT debe existir en algún registro del Formulario 11 que no tenga errores	
Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	No debe existir dos registros con el mismo valor en el campo CT y Maquina	

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
	Validaciones de Coherencia Histórica	Validaciones estadísticas	Se ha superado la variación máxima permitida entre años del 5% para el nº de elementos declarados por año
13	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Subestación es Obligatoria
			CINI es Obligatorio
			Denominación es Obligatorio
			Código Distribuidor es Obligatorio
			Año Incorporación es Obligatorio
			Pertenece a compañía Obligatorio
			El campo MANTEN PREVENTIVO HORAS es obligatorio
			El campo MANTEN PREVENTIVO VECES es obligatorio
			El campo MANTEN CORRECTIVO HORAS es obligatorio
			El campo MANTEN CORRECTIVO VECES es obligatorio
	El campo HORAS INOP HORAS es obligatorio		
	El campo HORAS INOP VECES es obligatorio		
	Validaciones de integridad referencial	El valor del campo CINI debe ser alguno de los definidos en el Sistema	
El valor del campo Pertenece a la compañía debe ser alguno de los existentes en la tabla TA_PERTENECE_COMPANIA			
Validaciones específicas	El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa		
	La Primera Posición del campo CINI debe ser igual a 1 o a 2 y la posición 0 es I		
	La Segunda Posición del campo CINI debe ser igual a 1		
Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 13BIS	
		El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 13BIS y ésta no debe tener errores	
Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	No debe existir dos registros con el mismo valor en el campo Subestación	
Validaciones de Coherencia Histórica	Validaciones estadísticas	Se ha superado la variación máxima permitida entre años del 5% para el nº de elementos declarados por año	
13BIS	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	El campo CINI es obligatorio
			Subestación es Obligatoria
			Parque es Obligatorio
			Nudo es Obligatorio
			Pertenece a compañía Obligatorio
	Año de incorporación Obligatorio		
	Validaciones de integridad referencial	El valor del campo Pertenece a la compañía debe ser alguno de los existentes en la tabla TA_PERTENECE_COMPANIA	
	Validaciones Interfichero	Validaciones de advertencia	No se ha encontrado ningún registro en el los formularios 1, 2, 3, 6, 10, 11, 15, 16, 17, 18, 19 y 29bis para este nudo.
El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 13			
El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 13 y ésta no debe tener errores			
Validaciones de coherencia	Se han encontrado registros en el formulario 13bis para este nudo, pero presentan errores.		
	Se han encontrado problemas en el nivel de tensión declarado del nudo, por lo que todos los registros asociados a ese código de nudo no pueden ser considerados y en consecuencia ha sido descartado el Parque de la Subestación.		

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
	Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	No debe existir dos registros con los mismos valores en los campos Subestación y Parque
	Validaciones de Coherencia Histórica	Validaciones estadísticas	Se ha superado la variación máxima permitida entre años del 5% para el nº de elementos declarados por año
13C	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	El campo SUBESTACION es obligatorio
			El campo PARQUE es obligatorio
			El campo POSICION es obligatorio
			El campo CINI es obligatorio
			El campo TIPO POSICION es obligatorio
			El campo PROPIEDAD es obligatorio
			El campo FECH PUEST SERV es obligatorio
			El campo AÑO INCORPORA BBDD es obligatorio
14	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Subestación es Obligatoria
			Máquina es Obligatoria
			Código Parque es Obligatoria
			Código Parque es Obligatoria
			Pérdidas de Vacío es Obligatoria
			Pérdidas de Cortocircuito es Obligatoria
			Año Incorporación es Obligatorio
			Estado de Funcionamiento es Obligatorio
			El campo CINI es obligatorio
	Validaciones de advertencia	El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga	
	Validaciones de integridad referencial	El valor del campo Estado de Funcionamiento debe ser alguno de los existentes en la tabla TA_ESTADO_FUNCIONAMIENTO	
	Validaciones específicas	La Potencia Pico de Activa lado baja debe ser mayor que 0	
		La Potencia Pico de Reactiva lado baja debe ser mayor que 0	
		La Energía Anual Circulada debe ser mayor que 0	
	Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 13
El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 13 y ésta no debe tener errores			
Los campos "Parque lado alta" y "Parque lado baja" deben de existir en sendos registros del formulario 13 para la misma subestación			
Los campos "Parque lado alta" y "Parque lado baja" deben de existir en sendos registros del formulario 13 para la misma subestación			
Los campos "Parque lado alta" y "Parque lado baja" deben de existir en sendos registros del formulario 13 para la misma subestación sin errores			
Los campos "Parque lado alta" y "Parque lado baja" deben de existir en sendos registros del formulario 13 para la misma subestación sin errores			
Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	No deben existir mas de dos registros con los mismos valores en los campos Subestación y Máquina	
Validaciones de Coherencia Histórica	Validaciones estadísticas	Se ha superado la variación máxima permitida entre años del 5% para el nº de elementos declarados por año	
14bis	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Subestación es Obligatoria
			Código Parque es Obligatoria
			Código Parque es Obligatoria
			Máxima Capacidad es Obligatoria
			Año de incorporación Obligatorio

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
	Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	<p>El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 13</p> <p>El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 13 y ésta no debe tener errores</p> <p>Los campos "Parque lado alta" y "Parque lado baja" deben de existir en sendos registros del formulario 13bis para la misma subestación</p> <p>Los campos "Parque lado alta" y "Parque lado baja" deben de existir en sendos registros del formulario 13bis para la misma subestación</p> <p>Los campos "Parque lado alta" y "Parque lado baja" deben de existir en sendos registros del formulario 13bis para la misma subestación sin errores</p> <p>Los campos "Parque lado alta" y "Parque lado baja" deben de existir en sendos registros del formulario 13bis para la misma subestación sin errores</p>
	Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	No deben de existir más de 2 registros con el mismo valor en los campos SUBESTACIÓN, PARQUE LADO ALTA y PARQUE LADO BAJA
15	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	CINI es Obligatoria
			Coordenada X es Obligatoria
			Coordenada Y es Obligatoria
			Municipio es Obligatoria
			Provincia es Obligatoria
			Nivel de Tensión es Obligatoria
			Código Distribuidora es Obligatoria
			Año Incorporación es Obligatoria
			Pertenece a compañía Obligatoria
			El nudo o el tramo (o ambos) deben de estar informados
			El campo ELEMENTO FIABIL es obligatorio
		Validaciones de integridad referencial	El valor del campo CINI debe ser alguno de los definidos en el Sistema
			El Código de Municipios debe ser alguno de los definidos en el Sistema
			El Código de Provincias debe ser alguno de los definidos en el Sistema
		Validaciones específicas	El Tramo o el Nudo es Obligatoria y no debe estar a nulo
			La Primera Posición del campo CINI debe ser igual a 2 y la posición 0 es 1
			La Segunda Posición del campo CINI debe ser igual a 6
			La posición 3 del valor del campo CINI debe ser coherente con el Nivel de Tensión
			El valor de la Tensión de Alimentación Prevista debe ser $0.1 < \text{Tensión} \leq 400$
	El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa		
El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga			
Las coordenadas X e Y no están contenidas en la provincia declarada			
La provincia y el municipio no son coherentes entre sí			
Validaciones Interfichero	Validaciones de advertencia	El valor declarado en el campo Nivel de Tensión debe ser igual al valor del mismo campo en el formulario 10	
	Validaciones de coherencia	<p>Para cada registro de Formulario 15, debe existir un registro en el Formulario 10 con el mismo valor de Tramo y Nudo o en el Formulario 13BIS</p> <p>Para cada registro de Formulario 15, debe existir un registro en el Formulario 10 con el mismo valor de Tramo y Nudo o en el Formulario 13BIS sin errores</p> <p>Se han encontrado problemas en el nivel de tensión declarado del nudo, por lo que todos los registros asociados a ese código de nudo no pueden ser considerados y en consecuencia ha sido descartado el Equipos de mejora de fiabilidad.</p> <p>No existe ningún valor en el campo "Nudo" o en el campo "Tramo" (o en ambos) del formulario 10.</p>	

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
16	Validaciones de Coherencia Histórica		Existen valores en el campo "Nudo" o en el campo "Tramo" (o en ambos) del formulario 10, pero contienen errores.
		Validaciones estadísticas	Se ha superado la variación máxima permitida entre años del 5% para el nº de elementos declarados por año
	Validaciones de obligatoriedad		Nudo es Obligatorio
			Condensador es Obligatorio
			CINI es Obligatorio
			Coordenada X es Obligatorio
			Coordenada Y es Obligatorio
			Municipio es Obligatorio
			Provincia es Obligatoria
			Nivel Tensión es Obligatoria
			Potencia Instalada es Obligatoria
			Código Distribuidora obligatoria
			Año Incorporación es Obligatorio
			Pertenece a compañía Obligatoria
	Validaciones de Registro	Validaciones específicas	La Primera Posición del campo CINI debe ser igual a 2 y la posición 0 es 1
			La Segunda Posición del campo CINI debe ser igual a 6
			La posición 6 del valor del campo CINI debe ser coherente con la Potencia Instalada
			El valor de la Tensión de Alimentación Prevista debe ser $0.1 < \text{Tensión} \leq 400$
			El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa
			El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga
La Potencia Instalada debe ser mayor que 0			
Las coordenadas X e Y no están contenidas en la provincia declarada			
La provincia y el municipio no son coherentes entre sí			
			Validaciones de advertencia
Validaciones de integridad referencial		El valor del campo CINI debe ser alguno de los definidos en el Sistema	
		El Código de Municipios debe existir en la Tabla de Municipios	
		El Código de Provincias debe existir en la Tabla de Provincias	
Validaciones Interfichero	Validaciones de advertencia	El valor del campo Pertenece a la compañía debe ser alguno de los existentes en la tabla TA_PERTENECE_COMPANIA	
		El valor declarado en el campo Nivel de Tensión debe ser igual al valor del mismo campo en el formulario 10	
	Validaciones de coherencia	Para cada registro de Formulario 16, debe existir un registro en el Formulario 10 con el mismo valor de Nudo o en el Formulario 13BIS	
		Para cada registro de Formulario 16, debe existir un registro en el Formulario 10 con el mismo valor de Nudo o en el Formulario 13BIS sin errores	
		Se han encontrado problemas en el nivel de tensión declarado del nudo, por lo que todos los registros asociados a ese código de nudo no pueden ser considerados y en consecuencia ha sido descartado el Condensador.	
Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	No debe haber dos o más registros con el mismo valor en el campo Condensador	
Validaciones de Coherencia Histórica	Validaciones estadísticas	Se ha superado la variación máxima permitida entre años del 5% para el nº de elementos declarados por año	

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
17	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Nudo es Obligatorio
			Tramo es Obligatorio
			Regulador Tensión es Obligatorio
			CINI es Obligatorio
			Coordenada X es Obligatorio
			Coordenada Y es Obligatorio
			Tensión obligatoria
			Potencia Obligatoria
			Step Obligatoria
			Toma Mínima Obligatoria
			Toma Máxima Obligatoria
			Código Distribuidora obligatoria
			Año Incorporación es Obligatorio
			Pertenece a compañía Obligatoria
		Validaciones de integridad referencial	El valor del campo CINI debe ser alguno de los definidos en el Sistema
			El valor del campo Pertenece a la compañía debe ser alguno de los existentes en la tabla TA_PERTENECE_COMPANIA
			Validaciones específicas
		La Segunda Posición del campo CINI debe ser igual a 5	
		La posición 3 del valor del campo CINI debe ser coherente con el Nivel de Tensión	
		El valor de la Tensión de Alimentación Prevista debe ser $0.1 < \text{Tensión} \leq 400$	
	El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa		
	El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga		
	Validaciones Interfichero	Validaciones de advertencia	El valor declarado en el campo Nivel de Tensión debe ser igual al valor del mismo campo en el formulario 10
			Validaciones de coherencia
		Para cada registro de Formulario 17, debe existir un registro en el Formulario 10 con el mismo valor de Tramo y Nudo o en el Formulario 13BIS sin errores	
		Se han encontrado problemas en el nivel de tensión declarado del nudo, por lo que todos los registros asociados a ese código de nudo no pueden ser considerados y en consecuencia ha sido descartado el Regulador de Tensión.	
		Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia
Validaciones de Coherencia Histórica	Validaciones estadísticas	Se ha superado la variación máxima permitida entre años del 5% para el nº de elementos declarados por año	
18	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	El campo Nudo es obligatorio
			El campo Nivel de tensión es obligatorio
			El campo Municipio es obligatorio
			El campo Provincia es obligatorio
			El campo X es obligatorio
			El campo Y es obligatorio

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
19	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	El Nudo es Obligatorio para niveles de tensión superiores a 1
			Coordenada X obligatoria
			Coordenada Y obligatoria
			Código Distribuidor es Obligatorio
			Código Distribuidor Frontera es Obligatorio
			Año de incorporación Obligatorio
			El campo COD FRONTERA REE es obligatorio
			El campo ENERGIA ACT Entregada es obligatorio
			El campo ENERGIA ACT RECibida es obligatorio
			Validaciones específicas
	Código Distribuidor Frontera y Código Distribuidor no pueden ser iguales		
	Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	Para cada registro de Formulario 19, debe existir un registro en el Formulario 10 con el mismo valor de Nudo
	Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	Para cada registro de Formulario 19, debe existir un registro en el Formulario 10 con el mismo valor de Nudo sin errores
No debe haber dos o más registros con el mismo valor en el campo Nudo si no es Frontera			
Validaciones de Coherencia Histórica	Validaciones estadísticas	Se ha superado la variación máxima permitida entre años del 5% para el nº de elementos declarados por año	
20	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Código Distribuidor es Obligatorio
			CUPS es Obligatorio
			CINI es Obligatorio
			Código Instalación es Obligatorio
	Validaciones de integridad referencial	El valor del campo CINI debe ser alguno de los definidos en el Sistema	
		Validaciones específicas	El valor de CUPS debe tener el valor ES en los 2 primeros caracteres
	Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	El Código de Distribuidor debe estar entre los distribuidores establecidos
			Si las 2 primeras posiciones son igual a 20, deberá existir algún registro en el Formulario 10 con el mismo COD_DIS, CINI y Código Instalación
			Si las 2 primeras posiciones son igual a 20, deberá existir algún registro en el Formulario 10 con el mismo COD_DIS, CINI y Código Instalación sin errores
			Si las 2 primeras posiciones son igual a 22, deberá existir algún registro en el Formulario 13 con el mismo COD_DIS, CINI y Subestación
Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	Si las 2 primeras posiciones son igual a 22, deberá existir algún registro en el Formulario 13 con el mismo COD_DIS, CINI y Subestación sin errores	
		No debe haber dos o más registros con el mismo valor en el campo CUPS	
21	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Nivel de Tensión es Obligatoria
			Número de Circuitos es Obligatorio
			Tipo es Obligatorio
			Resistencia es Obligatoria
			X es Obligatorio
			Intensidad Máxima es Obligatoria
			Tasa Fallo Espera es Obligatoria
			Coste de Inversión es Obligatorio
			Usado Habitualmente por la Empresa Obligatorio
			El campo CINI es obligatorio
			El valor del campo CINI debe ser alguno de los definidos en el Sistema

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción		
		Validaciones de advertencia	Mantenimiento Preventivo Coste no debe estar vacío		
			Mantenimiento Preventivo Tiempo no debe estar vacío		
			Coste Mantenimiento Correctivo no debe estar vacío		
		Validaciones de integridad referencial	Código de Instalaciones Normalizadas debe ser alguno de los definidos en el Sistema		
			Tipos de Línea debe ser alguno de los definidos en el Sistema		
			Tipos de Línea debe ser alguno de los definidos en el Sistema		
		Validaciones específicas	El valor de la Tensión de Alimentación Prevista debe ser $0.1 < \text{Tensión} \leq 400$		
			El Coste de Inversión debe ser mayor que 0		
			El Mantenimiento Preventivo debe ser mayor que 0		
			El Coste Mantenimiento Correctivo debe ser mayor que 0		
			El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa		
			El valor declarado en el campo CINI, debe comenzar con "120".		
		22	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Nivel de Tensión es Obligatoria
					Potencia Total Instalada obligatoria
					Tasa Fallo Espera es Obligatoria
Coste de Inversión es Obligatorio					
Código de Distribuidor Obligatorio					
Usado Habitualmente por la Empresa Obligatorio					
El campo CINI es obligatorio					
El valor del campo CINI debe ser alguno de los definidos en el Sistema					
Validaciones de advertencia	Número Máximo Salidas no debe estar vacío				
	Mantenimiento Preventivo Coste no debe estar vacío				
	Mantenimiento Preventivo Tiempo no debe estar vacío				
	Coste Mantenimiento Correctivo no debe estar vacío				
Validaciones de integridad referencial	Código de Instalaciones Normalizadas debe ser alguno de los definidos en el Sistema				
	Tipos de Línea debe ser alguno de los definidos en el Sistema				
	Los Usos Habituales debe ser alguno de los definidos en el Sistema				
Validaciones específicas	El valor de la Tensión de Alimentación Prevista debe ser $0.1 < \text{Tensión} \leq 400$				
	El Coste de Inversión X Salida debe ser mayor que 0				
	El Coste de Inversión debe ser mayor que 0				
	El Mantenimiento Preventivo debe ser mayor que 0				
	El Coste Mantenimiento Correctivo debe ser mayor que 0				
	La Potencia Total Instalada debe ser mayor a 0				
	El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa				
	El valor declarado en el campo CINI, debe comenzar con "122".				
23	Validaciones de Registro			Validaciones de obligatoriedad	Nivel de Tensión Primaria es Obligatoria
					Nivel de Tensión Secundaria es Obligatoria
					Tipo es Obligatorio
					Potencia Instalada es Obligatorio
		Tasa de Fallo Espera es Obligatorio			
		Coste de Inversión es Obligatorio			

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción		
			Usado Habitualmente por la Empresa Obligatorio		
			El campo CINI es obligatorio		
			El valor del campo CINI debe ser alguno de los definidos en el Sistema		
		Validaciones de advertencia	Coste Mantenimiento Correctivo no debe estar vacío		
			Potencia Garantizada no debe estar vacío		
			Mantenimiento Preventivo Coste no debe estar vacío		
			Mantenimiento Preventivo Tiempo no debe estar vacío		
			Potencia Instalada no debe estar vacío		
		Validaciones de integridad referencial	Código de Instalaciones Normalizadas debe ser alguno de los definidos en el Sistema		
			Tipos de Subestación debe ser alguno de los definidos en el Sistema		
			Los Usos Habituales deben ser alguno de los definidos en el Sistema		
		Validaciones específicas	El valor de la Tensión Primario debe ser $0.1 < \text{Tensión} \leq 400$		
			El valor de la Tensión Secundario debe ser $0.1 < \text{Tensión} \leq 400$		
			El Coste de Inversión debe ser mayor que 0		
			El Mantenimiento Preventivo debe ser mayor que 0		
			El Coste Mantenimiento Correctivo debe ser mayor que 0		
			El Coste Ampliación de una Posición Adicional debe ser mayor que 0		
			La Potencia Instalada debe ser mayor a 0		
			La Potencia Garantizada debe ser mayor o igual que 0		
			El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa		
El valor declarado en el campo CINI, debe comenzar con "I21".					
24	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Nivel de Tensión es Obligatoria		
			Tasa de Fallo es Obligatoria		
			Coste de Inversión es Obligatoria		
			Código de Distribuidor Obligatoria		
			Usado Habitualmente por la Empresa Obligatorio		
			El campo CINI es obligatorio		
			El valor del campo CINI debe ser alguno de los definidos en el Sistema		
		Validaciones de advertencia	Mantenimiento Preventivo Coste no debe estar vacío		
			Mantenimiento Preventivo Tiempo no debe estar vacío		
			Coste Mantenimiento Correctivo no debe estar vacío		
		Validaciones de integridad referencial	Código de Instalaciones Normalizadas debe ser alguno de los definidos en el Sistema		
			Los Usos Habituales deben ser alguno de los definidos en el Sistema		
		Validaciones específicas	El valor de la Tensión Primario debe ser $0.1 < \text{Tensión} \leq 400$		
			El Coste de Inversión debe ser mayor que 0		
			El Mantenimiento Preventivo debe ser mayor que 0		
		25	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Nivel de Tensión es Obligatoria
					Potencia Instalada es Obligatoria
Tasa de Fallo es Obligatoria					
Coste de Inversión es Obligatoria					

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción		
			Código de Distribuidor Obligatorio		
			Usado Habitualmente por la Empresa Obligatorio		
			El campo CINI es obligatorio		
			El valor del campo CINI debe ser alguno de los definidos en el Sistema		
		Validaciones específicas	El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa		
			El valor declarado en el campo CINI, debe comenzar con "I26".		
		Validaciones de advertencia	Mantenimiento Preventivo Coste no debe estar vacío		
			Mantenimiento Preventivo Tiempo no debe estar vacío		
			Coste Mantenimiento Correctivo no debe estar vacío		
		Validaciones de integridad referencial	Código de Instalaciones Normalizadas debe ser alguno de los definidos en el Sistema		
			Los Usos Habituales deben ser alguno de los definidos en el Sistema		
		Validaciones específicas	El valor de la Tensión Primario debe ser $0.1 < \text{Tensión} \leq 400$		
			La Potencia Instalada debe ser mayor a 0		
			El Coste de Inversión debe ser mayor que 0		
			El Mantenimiento Preventivo debe ser mayor que 0		
			El Coste Mantenimiento Correctivo debe ser mayor que 0		
			El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa		
			El valor declarado en el campo CINI, debe comenzar con "I24".		
		26	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Año es Obligatorio
					Código de Distribuidor Obligatorio
					Código Centro Coste es Obligatorio
					El campo ACT es obligatorio
				Validaciones de integridad referencial	Código de Centros de Coste debe ser alguno de los definidos en el Sistema
					Provincias debe ser alguno de los definidos en el Sistema
					Código de Instalaciones debe ser alguno de los definidos en el Sistema
				Validaciones específicas	El Año no debe ser distinto del año de la carga
					El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa
					Unidades debe ser mayor que 0
Unidades2 debe ser mayor que 0					
Deberá tener valor no nulo en alguno de los campos OPEX, GFA, INGRESOS					
Si el COD_CECO es nivel de empresa deberá tener valores nulos en los campos COD_PROV y COD_INS					
Si el COD_CECO es nivel de provincia deberá tener valores no nulos en los campos COD_PROV					
Si el COD_CECO es nivel de instalación deberá tener valores no nulos en los campos COD_INS					
Si el COD_INS no es nulo, el valor de Unidades debe ser no nulo en un subconjunto de COD_INS					
Si el COD_INS no es nulo, el valor de Unidades2 debe ser no nulo en un subconjunto de COD_INS					
Validaciones de coherencia	OPEX debe ser mayor o igual a cero				
	GFA debe ser mayor o igual a cero				
	INGRESOS debe ser menor o igual a cero				
	Si el COD_CECO pertenece a nivel de empresa no pueden existir dos o mas registros con el mismo AÑO, COD_DIS, COD_CECO				

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
			Si el COD_CECO pertenece a nivel de provincia no pueden existir dos o mas registros con el mismo AÑO, COD_DIS, COD_CECO, COD_PROV
			Si el COD_CECO pertenece a nivel de provincia y el COD_INS no es nulo, no pueden existir dos o mas registros con el mismo AÑO, COD_DIS, COD_CECO, COD_PROV, COD_INS
			Si el COD_INS es no nulo y COD_PROV es nulo, no pueden existir dos o mas registros con el mismo AÑO, COD_DIS, COD_CECO, COD_INS
27	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Año es Obligatorio
			Código de Distribuidor Obligatorio
			El campo COD_CECO es obligatorio
			El campo CUENTA_PGG es obligatorio
			El campo IMPORTE es obligatorio
			El campo AÑO_INCORPORA es obligatorio
		Validaciones específicas	El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa
		Validaciones de obligatoriedad	Año es Obligatorio
			Código de Distribuidor Obligatorio
			Código de Cuenta de Gastos o Ingresos Obligatorio
		Validaciones de integridad referencial	COD_CTA debe ser alguno de los posibles valores de cuentas de inmovilizado
		Validaciones específicas	El valor del campo AÑO deberá cumplir la siguiente Regla: AÑOMINIMODECLARADO <= AÑO <= AÑOMAXIMODECLARADO
			El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa
			F28_AMORT_ACUMULADA_N1 debe ser menor o igual a 0
			F28_SALDO_INMOVIL_ANIO_N1 debe ser mayor o igual a 0
			F28_INVERSIONES debe ser mayor o igual a 0
			F28_AMORTIZACION_N debe ser menor o igual a 0
			F28_BAJAS_N debe ser menor o igual a 0
			F28_SALDO_INMOVILIZADO_N debe ser mayor o igual a 0
			F28_SUBVENCIONES debe ser mayor o igual a 0
			F28_SUBVENCIONES_PENDIENTES_N debe ser mayor o igual a 0
			El valor declarado en el campo "AÑO" deberá ser el año de la declaración.
			Se cumplirá que el valor declarado en el campo "SALDO EN INMOVILIZADO n" será igual a la suma de los valores declarados en los campos "SALDO EN INMOVILIZADO n-1", "INVERSIONES n", "AMORTIZACION n", "TRASPASOS n" y "BAJAS n"
			Se cumplirá que el campo "SALDO INMOVILIZADO NETO SUBVENCIONES n" será la resta de los campos "SALDO EN INMOVILIZADO n" menos "SUBVENCIONES PENDIENTES AÑO n"
	Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	Para todos los registros se comprobará que no existan para un mismo valor declarado en el campo "Año", dos o mas registros con los mismos valores declarados en los campos "COD_DIS" y "COD_CTA".
28bis	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Año es Obligatorio
			Código de Distribuidor Obligatorio
			Código de Cuenta de Gastos o Ingresos Obligatorio
			Amortización acumulada del inmovilizado Obligatorio
			Saldo del ejercicio anterior del inmovilizado recibido Obligatorio
			Altas en el año n Obligatorio
			Bajas en el año n Obligatorio
			Saldo en inmovilizado recibido en el año n Obligatorio

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
		Validaciones de integridad referencial	COD_CTA debe ser alguno de los posibles valores de cuentas de inmovilizado
		Validaciones específicas	El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa
			F28BIS_AMORTIZACION_ACUM_N1 debe ser menor o igual a 0
			F28BIS_SALDO_INMOVILIZADO_N1 debe ser mayor o igual a 0
			F28BIS_ALTAS_N debe ser mayor o igual a 0
			F28BIS_BAJAS_N debe ser menor o igual a 0
			F28BIS_SALDO_INMOVILIZADO_N debe ser mayor o igual a 0
		El valor del campo SALDO EN INMOVILIZADO RECIBIDO será igual a la suma de los valores declarados en los campos SALDO EN INMOVILIZADO RECIBIDO N1, ALTAS N, BAJAS N	
29	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Subestación es Obligatoria
			Denominación es Obligatorio
			Coordenada X es Obligatorio
			Coordenada Y es Obligatorio
			Municipio es Obligatorio
			Provincia es Obligatoria
			Año de Incorporación es Obligatorio
			CINI obligatorio
	Validaciones de integridad referencial	El Código de Municipios debe existir en la Tabla de Municipios	
		El Código de Provincias debe existir en la Tabla de Provincias	
	Validaciones específicas	El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga	
		La Primera Posición del campo CINI debe ser igual a 1	
		La Segunda Posición del campo CINI debe ser igual a 1	
	Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 29BIS
			El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 29BIS y ésta no debe tener errores
El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 30			
El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 30 y éste no debe tener errores			
Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	No debe haber dos o más registros con el mismo valor en el campo Subestación	
		No debe haber dos o más registros con el mismo valor en el campo Denominación	
Validaciones de Coherencia Histórica	Validaciones de advertencia	La subestación no aparece en el año anterior, verificar visualmente su existencia en informe aprobado de planificación del transporte por el Consejo de Ministros	
		Instalación no recogida en la planificación del transporte declarada, para que sea cargada deberá adjuntarse por escrito la modificación del plan anual	
29bis	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	El campo COD DIS es obligatorio
			Subestación es Obligatoria
			Nudo es Obligatorio
			Tensión es Obligatorio
	Validaciones Interfichero	Validaciones de advertencia	No se ha encontrado ningún registro en el formulario 10 para este tramo
Validaciones de coherencia		El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 29	
			El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 29 y ésta no debe tener errores

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
			El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 29 y ésta no debe tener errores
	Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	No debe haber dos o más registros con el mismo valor en el campo Nudo
	Validaciones de Coherencia Histórica	Validaciones de advertencia	La subestación no aparece en el año anterior, verificar visualmente su existencia en informe aprobado de planificación del transporte por el Consejo de Ministros
29c	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Subestación obligatorio
			CINI obligatorio
			Denominación obligatorio
			Coordenada X obligatorio
			Coordenada Y obligatorio
			Municipio obligatorio
			Provincia obligatorio
			Año de incorporación planificación obligatorio
	Año de incorporación base de datos obligatorio		
	Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	No existe ningún registro en el formulario 29d para la misma Subestación
Existe algún registro en el formulario 29d para la misma subestación pero presenta errores			
Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	No pueden existir dos o mas registros con los mismos valores en el campo Subestación	
		No pueden existir dos o mas registros con los mismos valores en el campo Denominación	
29d	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Subestación obligatorio
			Nudo obligatorio
			Tensión del parque obligatorio
			Año de incorporación planificación obligatorio
	Validaciones Interfichero	Validaciones de coherencia	No existe ningún registro en el formulario 29 ni en el 29C para la misma Subestación
			Existe algún registro en el formulario 29 o 29C para la misma subestación pero presenta errores
			No pueden existir dos o mas registros con los mismos valores en el campo Nudo
			No pueden existir dos o mas registros con los mismos valores en los campos Subestación, Nudo y Tensión del parque
	Validaciones de Coherencia Histórica	Validaciones de advertencia	No puede aparecer en la planificación de transporte, la creación de un parque ya existente en anteriores Circulares
	30	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad
Máquina es Obligatoria			
Nudo Baja es Obligatoria			
Año Incorporación es Obligatoria			
Estado de Funcionamiento es Obligatoria			
Propiedad de REE es Obligatoria			
Potencia instalada maquina obligatorio			
Tasa de fallo mínimo obligatorio			
Tasa de fallo esperada obligatorio			
Tasa de fallo máximo obligatorio			
Tiempo de reparación mínimo obligatorio			
Tiempo de reparación esperado obligatorio			

Fichero	Tipo	Subtipo	Descripción
			Tiempo de reparación máximo obligatorio
		Validaciones de integridad referencial	El valor del campo Estado de Funcionamiento debe ser alguno de los existentes en la tabla TA_ESTADO_FUNCIONAMIENTO
			El valor del campo Perteneciente a REE o Inalta debe ser alguno de los existentes en la tabla TA_PERTENECE_COMPANIA
		Validaciones específicas	El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de la carga
			La Potencia Instalada Máquina debe ser mayor que 0
	Validaciones Interfichero	Validaciones de advertencia	No se ha encontrado ningún registro en el formulario 10 para este tramo
			No se ha encontrado ningún registro en el formulario 10 para este tramo sin errores
		Validaciones de coherencia	El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 29
			El valor del campo Subestación debe ser coincidente con algún valor del campo Subestación del Formulario 29 sin errores
		El valor del campo Nudo lado Baja debe ser coincidente con algún valor del campo Nudo del Formulario 29BIS para los mismos valores del campo Subestación	
			El valor del campo Nudo lado Baja debe ser coincidente con algún valor del campo Nudo del Formulario 29BIS para los mismos valores del campo Subestación sin errores
	Validaciones Intrafichero	Validaciones de coherencia	No debe haber dos o más registros con el mismo valor en el campo Máquina
31	Validaciones de Registro	Validaciones de obligatoriedad	Año Informe es Obligatorio
			Código Distribuidor es Obligatorio
			Nota es Obligatorio
			Nombre del Fichero de Notas es Obligatorio
		Validaciones específicas	El Año de Incorporación no debe ser distinto del año de cierre
			El código de empresa debe tener el formato R1-XXX siendo XXX un valor válido de Empresa

### 3.3. Otras verificaciones a practicar de carácter no exclusivamente informático

Se verificarán adicionalmente los siguientes puntos y deberá existir un expreso pronunciamiento del auditor en relación con los siguientes puntos:

1. Los nudos declarados en todos los formularios, podrán solo tener un nivel de tensión posible.
2. La distancia entre los puntos de suministro y los elementos de la red a los que se encuentran conectados los referidos puntos de suministro, deberán cumplir los requerimientos establecidos de caída de tensión en el Real Decreto 1955/2000 y en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
3. En relación al formulario 1:
  - a. En relación con la potencia contratada se verificará que corresponda con la existente a 31 de diciembre del año declarado. En el caso de clientes con derechos de acometida vigentes, pero sin suministro físico a la fecha de

declaración de la Circular, se informará la última potencia contratada disponible. En el caso de contratos estacionales recurrentes se facilitará la máxima potencia contratada en el año. Dicha magnitud deberá ser coherente con los datos aportados en el fichero resumen de facturación de peajes para el año correspondiente, para las liquidaciones correspondientes al Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

- b. En relación con la potencia facturada se verificará que corresponda con la existente a 31 de diciembre del año declarado. En el caso de clientes con derechos de acometida vigentes, pero sin suministro físico a la fecha de declaración de la Circular, se informará la última potencia contratada disponible. En el caso de contratos estacionales recurrentes se facilitará la máxima potencia contratada en el año. Dicha magnitud deberá ser coherente con los datos aportados en el fichero complementario FC\_PROVINCIA aportada por la distribuidora para las liquidaciones correspondientes al Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.
  - c. La "Potencia adscrita" sea declarada por la empresa distribuidora, como aquella recogida en los derechos de acometida (extensión o acceso) satisfechos.
  - d. En relación con la energía activa anual consumida, se verificará que corresponda con la consumida hasta el 31 de diciembre del año declarado. Dicha magnitud deberá ser coherente con los datos aportados en el fichero resumen de facturación de peajes para el año correspondiente, para las liquidaciones correspondientes al Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.
  - e. El código de tarifa declarado, deberá ser acorde con el listado de tarifas del sistema SINCRO. Dicha magnitud deberá ser coherente con los datos aportados en el fichero complementario FC\_PROVINCIA aportada por la distribuidora para las liquidaciones correspondientes al Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre. Se verificará informáticamente la concordancia entre las tarifas declaradas en cada provincia, con las declaradas en la Circular.
  - f. El campo "Zona de Calidad" se corresponde con la zonificación de calidad que le corresponda al cliente en aplicación del Real Decreto 1955/2000, pudiendo ser aérea (A) o subterránea (S), debiéndose verificar su correcta declaración en la auditoría que acompaña a los datos declarados por la empresa distribuidora en el sistema CEL. Se verificará informáticamente la concordancia y se efectuará un muestreo que permita verificar la adecuada zonificación.
4. En relación a las previsiones de crecimiento de las necesidades de los mercados a futuro (formularios 4,5,6 y 7), el auditor deberá comprobar si las mismas están soportadas debidamente por solicitudes de nuevos suministros, o incluidas en la planificación de la sociedad debidamente soportadas y documentadas.
  5. En relación a los Planes de Inversión aportados (formulario 8), se verificará que dicha información se corresponde con la entregada a las CCAA. En el caso de que la entrega a las CCAA sea posterior a la entrega de esta Circular, se deberá actualizar la información aportada en el correspondiente informe de auditoría de manera que exista correspondencia entre la última entregada a la CCAA con la aportada.

6. En relación a las instalaciones técnicas de distribución (formularios del 9 al 20) deberán practicarse pruebas informáticas que permitan garantizar para el conjunto de la población la existencia del elemento y su adecuada caracterización técnica y que el inventario del que han sido extraídas se encuentra actualizado y que se corresponde con la base de datos de operación, pudiendo habilitarse otros procedimientos de verificación debidamente autorizados por la Comisión.
7. En relación a las instalaciones técnicas de distribución (formularios del 9 al 20) deberán realizarse pruebas de inspección física en campo de los elementos contenidos en el inventario que garanticen tanto la existencia de dichos elementos como su adecuada caracterización técnica de las instalaciones:
  - a. de tensión igual o superior a 1 kV con un grado de representatividad del 95% para un subconjunto de la población, empleando muestreos aleatorios estratificados con carácter provincial.
  - b. de tensión inferior a 1 kV con un grado de representatividad del 95% para un subconjunto de la población, empleando muestreos aleatorios estratificados con carácter municipal.
8. En relación a los catálogos de instalaciones normalizadas de distribución (formularios del 21 al 25) deberá verificarse:
  - a. que los datos aportados por la sociedad se corresponden con la tipología de instalaciones puestas en explotación, como máximo durante los últimos 4 años.
  - b. que los datos aportados por la sociedad se corresponden con la tipología de instalaciones actualmente en desarrollo.
9. En relación a los datos aportados en la Información Regulatoria de Costes (formularios 26, 27, 28, 28 bis y 31) deberá verificarse que:
  - a. Los valores e importes consignados en los formularios son consistentes con la Cuenta de Pérdidas y Ganancias.
  - b. Los valores e importes consignados en los formularios son consistentes con el Balance de Sumas y Saldos.
  - c. Los valores e importes consignados en los formularios son consistentes Balance de situación
  - d. No se incluyen costes o ingresos que no estén registrados en la Contabilidad de la empresa distribuidora.
  - e. Los importes consignados en Expedientes de Regulación de Empleo y los Sistemas de incentivos y planes de pensiones, deberán corresponderse con los recogidos en la Contabilidad Financiera de la empresa distribuidora.
  - f. Los importes de los impuestos y tasas consignados en el centro de coste de C801 deberán corresponderse con los recogidos en la Contabilidad Financiera de la empresa distribuidora.