

## **INFORME SOBRE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS**

**Expediente: INF/DE/005/16**

### **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

#### **Presidenta**

D<sup>a</sup> María Fernández Pérez

#### **Consejeros**

D. Eduardo García Matilla

D<sup>a</sup> Clotilde de la Higuera González.

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D<sup>a</sup> Idoia Zenarrutzabeitia Beldarraín

#### **Secretario de la Sala**

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 21 de junio de 2016

En el ejercicio de la función prevista en el artículo 7.37 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, y de acuerdo con lo establecido en el apartado 3 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes, la Sala de Supervisión Regulatoria acuerda emitir el siguiente informe:

### **1. ANTECEDENTES**

El artículo 15 de la Directiva 2012/27/UE, relativa a la eficiencia energética, establece que los Estados miembros deben asegurarse de que se efectúa una evaluación del potencial de eficiencia energética de su infraestructura de gas y electricidad, especialmente en lo que se refiere al transporte, la distribución, la gestión de la carga y la interoperabilidad, así como a la conexión a instalaciones de generación de energía, con inclusión de las posibilidades de acceso para los microgeneradores de energía. Así mismo, deberán garantizar la determinación de medidas e inversiones concretas para la introducción en la infraestructura de red de mejoras de la eficiencia energética eficaces en cuanto a costes, con un calendario para su introducción.

Sobre la base de lo anterior, la disposición adicional sexta del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, establece en su apartado 2 que antes de que transcurran tres meses desde la entrada en vigor de dicho real decreto, las empresas distribuidoras y las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica y gas natural, remitirán a la CNMC una evaluación del

potencial de eficiencia energética de las infraestructuras de su titularidad. En dicha evaluación se deberán incluir medidas y actuaciones concretas para mejorar la eficiencia energética, siempre que el análisis coste beneficio sea positivo y con un calendario para su ejecución.

Por su parte, en el apartado 3 de dicha disposición adicional sexta se estipula que la CNMC remitirá a la Secretaría de Estado de Energía, antes de que transcurran seis meses desde la entrada en vigor de dicha disposición, un informe con una evaluación del potencial de eficiencia energética de las infraestructuras de transporte y distribución de energía eléctrica y de gas natural sobre la base de las evaluaciones. En éste se recogerá el análisis de las actuaciones presentadas por las empresas y propuestas para su implementación.

En lo que se refiere al sector eléctrico, en cumplimiento del apartado 2 de la reiterada disposición adicional sexta, se han ido recibiendo en la CNMC escritos de Red Eléctrica de España (REE), como titular de instalaciones de transporte de electricidad, y de 241 empresas distribuidoras de energía eléctrica, mediante los que se aporta la evaluación del potencial de eficiencia energética de las infraestructuras de su titularidad y, en su caso, las medidas y actuaciones concretas para su mejora y el calendario de implantación. Las aportaciones remitidas se analizan a lo largo del presente informe.

## 2. CONSIDERACIONES PREVIAS

Al objeto de poner en contexto la información recibida por parte de las empresas titulares de instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica, se plasman a continuación una serie de consideraciones sobre la situación actual relativa a las pérdidas en las redes y los incentivos regulatorios vigentes.

### 2.1. Clasificación de las pérdidas

En los últimos años se ha incrementado sustancialmente la diferencia entre la energía generada en barras de central y la energía demandada por los consumidores, lo que se traduce en un deterioro progresivo de las pérdidas del sistema.

Si bien las pérdidas son una consecuencia inevitable de la circulación de energía a través de las redes eléctricas, suponen un importante impacto económico, que puede valorarse como la suma del coste de la energía eléctrica perdida, el coste de la capacidad instalada adicional en las redes de transporte y distribución y el coste del impacto medioambiental de la generación adicional que se requiere para cubrirlas.

Atendiendo a su origen, las pérdidas pueden clasificarse como **pérdidas técnicas**, producidas por la disipación de energía en forma de calor u otras variables físicas como parte del proceso de suministro, y en **pérdidas**

**administrativas o no-técnicas**, que se producen cuando existen cantidades de energía que, si bien son consumidas por clientes, no quedan registradas como ventas. Dentro de estas pérdidas no técnicas se incluyen las anomalías y defectos de los equipos de medida y el fraude eléctrico.

Las **pérdidas técnicas**, a su vez, se clasifican dentro de las siguientes tipologías:

- Pérdidas fijas. Son independientes de la intensidad de la corriente en circulación y se producen principalmente en el hierro del que está formado cada uno de los núcleos magnéticos que forman parte de los transformadores. Dentro de esta categoría cabe mencionar que el aislamiento de los diferentes componentes de la red no es ideal, lo que se traduce en algún tipo de derivación a través suyo en los transformadores, líneas y cables.
- Pérdidas variables. Se producen en todos los elementos conductores de la red, pero fundamentalmente en las líneas, que se calientan al paso de la corriente eléctrica debido al efecto Joule, disipando el calor en el ambiente sin un resultado productivo. De acuerdo a la ley de Ohm, las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la intensidad de corriente, por lo que serán menores cuanto mayor sea la tensión, o la resistencia del medio sea menor.
- Adicionalmente a estos dos tipos de pérdidas, también se suelen incluir dentro de las pérdidas técnicas las pérdidas de autoconsumo de la red, que corresponden a la energía que es necesaria consumir para poder operar la red en condiciones óptimas de servicio y seguridad (calefacción, iluminación, enfriamiento de equipos, compresores de aire, baterías de respaldo, etc).

Por otro lado, las **pérdidas técnicas** también pueden clasificarse en base a los siguientes criterios:

- **Nivel de tensión (BT/Resto)**: La red de BT (< 1 kV) es netamente radial y su modificación requiere actuaciones manuales en campo (no siendo posible, en general, la modificación remota), por lo que las pérdidas en esta red deben analizarse de forma separada.
- **Equipos en los que aparecen**: Pueden ser de dos tipos:
  - Equipos principales: líneas y transformadores.
  - Equipos auxiliares, tales como:
    - Contadores y fusibles de CTs.
    - Servicios auxiliares de subestaciones.

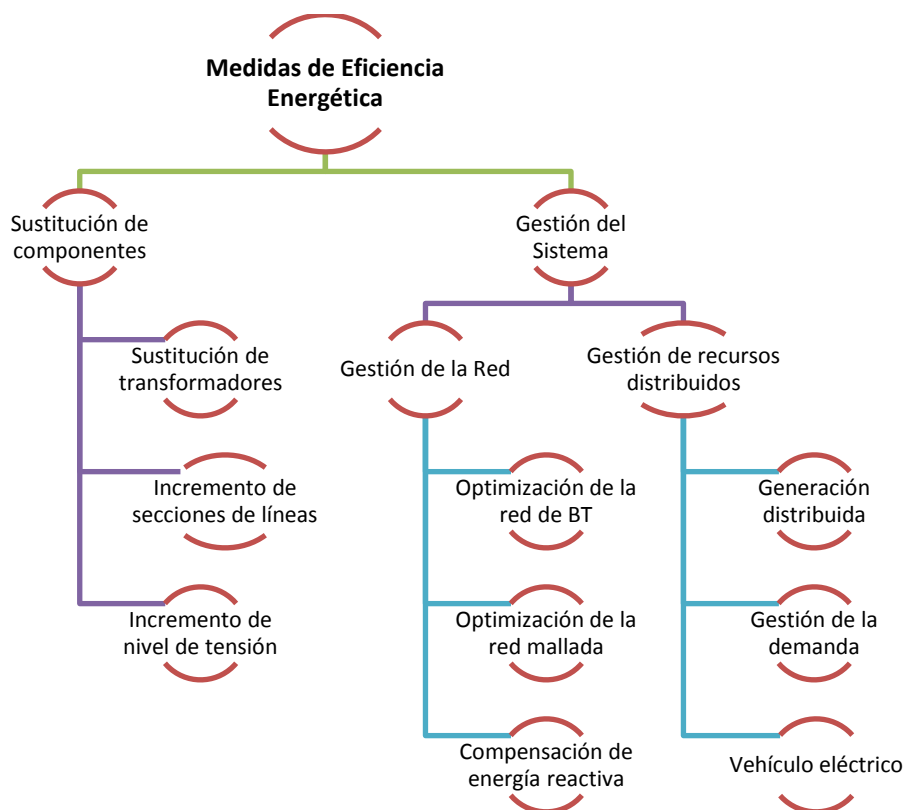
- **Desequilibrios en la red de BT:** Dado que la mayoría de los clientes en BT son monofásicos, su conexión en redes trifásicas produce desequilibrios que ocasionan aumentos de corriente en, al menos, una de las fases.

Las distintas medidas analizadas en el presente informe se clasificarán en función de las categorías de pérdidas indicadas en este apartado.

## 2.2. Mecanismos de reducción de pérdidas

Las pérdidas (técnicas y no técnicas) de todas las empresas distribuidoras del sistema nacional rondan los 20.000 GWh anuales. Valoradas a 52,96 €/MWh (precio final anual de demanda agregada sin garantía de potencia/pagos capacidad, publicado por la CNMC para el año 2015) suponen 1.059 M€ anuales. De acuerdo con lo anterior, una reducción de tan solo el 1% de las pérdidas supondría un ahorro anual de 10 M€ para el conjunto del sistema.

La figura siguiente representa un resumen de algunas de las posibles medidas de eficiencia energética a aplicar en las redes de transporte y distribución para lograr dicha reducción, desde aquellas relacionadas con medidas “tradicionales” de sustitución de componentes hasta las relacionadas con la gestión de la red.



A lo largo del presente informe se analiza el potencial de cada una de dichas medidas, en base a las aportaciones recibidas de las empresas, así como el

coste asociado a las mismas. Dado que las medidas a aplicar afectan a diversos factores, el potencial de cada una de ellas debe ser evaluado en el contexto del mapa de pérdidas de la red de cada uno de los agentes.

Así mismo, cabe señalar que en el caso de las medidas destinadas a reducir las pérdidas variables juega un papel fundamental el punto donde se aplica la medida. Ello se debe a que las medidas afectan a las pérdidas correspondientes al nivel de tensión donde son aplicadas y a los niveles situados por encima, lo que hace que las medidas que se aplican en la red de BT sean las más eficientes.

## **2.3. Incentivos regulatorios vigentes**

### ***2.3.1. Incentivo a la reducción de pérdidas***

Hasta julio de 2009 el distribuidor compraba en el mercado la energía en barras de central para los consumidores a tarifa, reconociéndoseles en las liquidaciones de las actividades reguladas la energía facturada al consumidor elevada a barras de central aplicando las pérdidas estándares. De esta forma, aquellos distribuidores cuyas pérdidas excedían las estándares soportaban el coste de las mismas, lo que suponía un fuerte incentivo para la reducción de las pérdidas.

Desde julio de 2009 hasta junio de 2014, al dejar el distribuidor de suministrar energía, ningún agente se responsabilizó de comprar en el mercado las pérdidas que excedían las estándares, por lo que la energía que ha sido necesaria para suministrar dichas pérdidas ha sido despachada en los servicios de operación del Operador del Sistema, con el consiguiente sobre coste que ha sido soportado por los comercializadores y trasladado a sus clientes.

Con la entrada en vigor del Real Decreto 216/2014 en junio de 2014, los comercializadores han comprado dichas pérdidas, por lo que tienen incentivo a hacer la mejor previsión posible de las mismas con el fin de reducir sus desvíos (especialmente desde abril de 2015, fecha a partir de la cual soportan la totalidad del coste de las pérdidas). Esto ha provocado la reducción del sobre coste de las pérdidas, al resultar despachadas en su mayor parte en el mercado diario, si bien el comercializador no tiene ningún interés en reducir la energía de las pérdidas, ya que dicho coste es trasladado íntegramente al consumidor, y tampoco puede minimizar las mismas, ya que no es en modo alguno responsable ni de las redes ni de la captación de la medida.

Si bien desde julio de 2009 el distribuidor ha dejado de ser responsable de la adquisición de las pérdidas, la regulación ha tratado de paliar este efecto incluyendo diversos incentivos para que el distribuidor las minimice.

Actualmente, el Real Decreto 1048/2013 establece el incentivo a la reducción de pérdidas en función de la diferencia de pérdidas existentes entre el año  $n-2$  y  $n-4$ , siendo  $n$  el año para el que se calcula el incentivo. El incentivo, en

términos anuales, queda limitado para cada empresa distribuidora entre el +1% y el -2% de su retribución. Con esta formulación del incentivo se viene a beneficiar a las empresas distribuidoras que se encuentran en peor situación, desincentivando a aquellas con menores pérdidas en sus redes fruto de medidas aplicadas en el pasado y, dado que las posibles penalizaciones o incentivos a las empresas por variaciones en el nivel de pérdidas de sus redes no se materializan hasta al menos dos años después de que estos se produzcan,, el efecto real en la reducción de las mismas es reducido.

Tal y como se propuso en el “*Informe sobre alternativas de regulación en materia de reducción de pérdidas y tratamiento del fraude en el suministro eléctrico*”, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión del día 16 de julio de 2015, a la vista del incremento de pérdidas experimentado desde julio de 2009, se considera necesario revisar el incentivo actual a la reducción de pérdidas, con el fin de incrementar su impacto sobre el distribuidor haciéndolo más sensible a su coste.

### **2.3.2. Incentivo a la reducción del fraude**

La tendencia creciente del nivel de pérdidas en las redes de distribución parece estar motivada, al menos en parte, por un incremento del fraude en el suministro eléctrico. Si bien el fraude en el suministro eléctrico no es un fenómeno reciente, en los últimos años se está asistiendo a un aumento de la notoriedad y a una “profesionalización” del mismo, habiendo proliferado en algunos casos el fraude organizado, incentivado por la ausencia de riesgo económico que en la actualidad supone cometer fraude.

Por este motivo, tal y como se puso de manifiesto en el referido “*Informe sobre alternativas de regulación en materia de reducción de pérdidas y tratamiento del fraude en el suministro eléctrico*”, se considera necesario dotar a los distribuidores de los instrumentos necesarios para combatir el fraude eléctrico, estableciendo criterios homogéneos en todo el territorio nacional.

En la actualidad, el Real Decreto 1048/2013 ha introducido un nuevo incentivo a las empresas distribuidoras para lograr una disminución de fraude de energía, por ser estas empresas las titulares de las redes y las encargadas de lectura.

Dicho incentivo, regulado en el artículo 40 del citado Real Decreto, se percibe el año  $n$  y está asociado al fraude detectado y puesto de manifiesto en el año  $n-2$ , teniendo consideración de fraude detectado a los efectos del citado incentivo aquel cuya existencia e importe hayan sido declarados por este concepto e ingresados en el sistema de liquidaciones en el año  $n-2$ . Cada empresa distribuidora percibirá en la retribución del año  $n$  el 20% de los peajes declarados e ingresados en el sistema en concepto de peajes defraudados al sistema en el año  $n-2$ , si bien el incentivo a la reducción de fraude no podrá



superar el 1,5% de la retribución sin incentivos de dicho año de la empresa distribuidora correspondiente.

Sin embargo, la falta de precisión de la actual normativa hace necesario un mayor desarrollo de la regulación encaminada a establecer las medidas contra el fraude en el suministro eléctrico, garantizando la debida protección del consumidor y estableciendo un procedimiento homogéneo de actuación tras la detección del mismo.

La revisión de la citada normativa, junto con la implantación de las propuestas de modificación del actual incentivo a la reducción de pérdidas a las que se ha hecho referencia el apartado anterior, devendrían en inadecuada la existencia del actual incentivo a la reducción del fraude, por lo que cabría su eliminación.

### **3. ANÁLISIS DE LAS ACTUACIONES PRESENTADAS**

#### **3.1. Análisis de las actuaciones presentadas por Red Eléctrica de España, como titular de instalaciones de transporte de electricidad**

De acuerdo a la información facilitada por REE, la contribución de la red de transporte al incremento de la eficiencia energética se puede conseguir a través de las siguientes actuaciones:

- La reducción de las pérdidas en la propia red de transporte, consecuencia del efecto Joule y del efecto corona<sup>1</sup>.
- El impulso a formas más eficientes de generación a través de medidas de acceso y conexión a la red de transporte.
- La reducción del consumo del propio gestor de la red de transporte en sus instalaciones y centros.

##### **3.1.1. Reducción de las pérdidas de la red de transporte**

En relación a la reducción de las pérdidas, REE señala que, según se establece en la Ley 24/2013, la planificación debe realizarse al mínimo coste para el conjunto del sistema. Para ello, los análisis coste-beneficio realizados en el contexto del proceso de planificación 2015-2020 contemplan la influencia que cada actuación tiene en las pérdidas en la red de transporte. Sin embargo, destaca REE que la reducción de las pérdidas de transporte no justifica por sí sola un nuevo elemento de la red.

---

<sup>1</sup> El **efecto corona** es un fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de AT y se manifiesta en forma de halo luminoso a su alrededor. Está causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de tensión de la línea.

Esto es debido a que el coste de las pérdidas es el del mercado, que es muy inferior al coste que pueden tener otras variables contempladas en la planificación, como pueden ser el evitar energía no suministrada (6.350 €/MWh) o evitar costes por restricciones técnicas (el valor medio del redespacho de la generación a subir en el sistema peninsular es de 130 €/MWh). Incluso se podrían dar actuaciones que diesen lugar a un incremento de las pérdidas del sistema, pero cuyo coste quedase compensado por otros beneficios económicos. No obstante, señala REE que existen instalaciones de bajo coste que pueden llegar a justificarse por su influencia en la reducción de pérdidas del sistema.

Asimismo, REE señala que con el objeto de reducir las pérdidas se trabaja además en varios aspectos que afectan a la gestión de la red:

- En la planificación de nuevos elementos de la red de transporte. El desarrollo de la red de transporte y su mallado origina caminos paralelos donde la resistencia equivalente se reduce, con la consiguiente reducción de las pérdidas en el sistema.
- En la propuesta de planificación se incorporó la indicación de la localización geográfica preferente de la nueva generación a instalar en el sistema que atiende, entre otros criterios, el de reducción de pérdidas.
- En la operación del sistema en tiempo real, mediante el mantenimiento de un óptimo nivel de tensiones.
- Mediante el incremento del número de conductores por circuito, cuando es posible.
- En la utilización de elementos y materiales cada vez más avanzados y que reducen no únicamente las pérdidas por efecto Joule, sino también el resto.
- En la renovación y mantenimiento de los elementos de la red de transporte.

### **3.1.2. Integración de cogeneración de alta eficiencia**

La Directiva 2012/27/UE sobre Eficiencia Energética establece una serie de medidas entre las que se incluye el fomento de la cogeneración, y particularmente la de alta eficiencia, incluyendo el establecimiento de un marco normativo que impulse su incorporación al sistema eléctrico, facilitando su acceso a la red.

Al objeto de incorporar los preceptos de la citada normativa en la regulación española, el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía



renovables, cogeneración y residuos, regula de manera específica la incorporación en el sistema eléctrico de la cogeneración de alta eficiencia.

En este sentido, REE gestiona como operador del sistema, gestor de la red de transporte y transportista los procedimientos de acceso y conexión de instalaciones de cogeneración con previsión de incorporación a la red de transporte, así como analiza y valida la aceptabilidad técnica de aquellas cogeneraciones que se conecten a la red de distribución y que tengan una dimensión relevante (a tal efecto se consideran relevantes las instalaciones con potencia superior a 10 MW).

### **3.1.3. Medidas para la reducción de consumos en instalaciones de REE**

Como parte de su Plan de Acción de Cambio Climático, REE ha trabajado en medidas de reducción del consumo eléctrico en las instalaciones y centros de su titularidad. Para ello, se han analizado los consumos de los distintos elementos de las subestaciones y se han identificado aquellos para los que existen mayores posibilidades de actuación.

Las medidas propuestas en este campo están orientadas a reducir consumos manteniendo la funcionalidad de las instalaciones en los siguientes campos:

- Iluminación en subestación
- Climatización en edificios
- Sistemas que eviten condensación en cajas y cuadros de intemperie

Las medidas enumeradas anteriormente se tratan por un lado desde un punto de vista del diseño de los equipos y por otro del uso que se hace de ellos, en todo caso buscando un menor consumo y por tanto una mayor eficiencia.

El calendario de las actuaciones previstas por REE en dicho Plan se muestra a continuación:

**Tabla 1. Actuaciones propuestas por REE**

	2015-2016	2016-2017
<b>Iluminación</b>	Validación de las soluciones propuestas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementación de las soluciones de referencia en la normalización</li> <li>• Definición de un plan de actuación para subestaciones existentes para renovaciones de alumbrado</li> </ul>

	2015-2016	2016-2017
<b>Climatización</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eliminación de radiadores asociada a una mejora en el sistema de control de la climatización existente (equipos de aire acondicionado)</li> <li>• Ubicación de bastidores de relés y protecciones en salas independientes de la sala GIS</li> </ul>
<b>Sistemas que eviten condensación en cajas de intemperie</b>	Aplicación de las medidas de control y verificación del diseño de los cuadros y sus elementos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criterios de ajuste de los termostatos</li> </ul>

Adicionalmente, REE indica que está llevando a cabo proyectos de I+D+i con el objetivo de incrementar la eficiencia energética.

### 3.2. Análisis de las actuaciones presentadas por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes

A continuación se incluye un resumen de las principales medidas propuestas por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes. Estas empresas son las siguientes:

**Tabla 2. Listado de empresas con más de 100.000 clientes**

<b>Código</b>	<b>EMPRESA</b>
R1-001	IBERDROLA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A.
R1-002	UNION FENOSA DISTRIBUCION, S.A.
R1-003	BARRAS ELECTRICAS GALAICO-ASTURIANAS S.A.
R1-005	VIESGO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.
R1-008	HIDROCANTABRICO DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A.
R1-299	ENDESA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.L.

#### 3.2.1. Mapa de pérdidas de las empresas de más de 100.000 clientes

Antes de pasar a detallar las medidas propuestas por cada una de estas empresas, en la tabla siguiente se indica el reparto de las pérdidas técnicas en las redes de las empresas que han facilitado dicha información. El análisis de dicho reparto permite evaluar el nivel de tensión donde llevar a cabo las medidas a aplicar en su reducción.

**Tabla 3. Reparto de pérdidas de las principales empresas de más de 100.000 clientes**

	<b>IBERDROLA</b>	<b>FENOSA</b>	<b>ENDESA</b>
Red de Alta tensión (AT) ( U >30kV):	<b>36%</b>	<b>13%</b>	<b>23%</b>
Media tensión (MT) (1kV < U ≤ 30kV):		<b>28%</b>	<b>36%</b>

Baja tensión (BT) ( $U \leq 1\text{kV}$ ):	64%	59%	41%
--	-----	-----	-----

### **3.2.2. Medidas destinadas a reducir las pérdidas fijas**

#### ➤ Sustitución de transformadores

La mayoría de las empresas hacen referencia a los requisitos establecidos en el Reglamento Europeo (UE) 548/2014 de la Comisión de 21 de mayo de 2014, por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes. Este Reglamento incorpora requisitos de ecodiseño para todos los transformadores de potencia a partir de 1 kVA que se pongan en servicio en la UE en las redes de distribución y transporte. Es aplicable a los transformadores adquiridos a partir del 1 de julio de 2015.

ENDESA e IBERDROLA coinciden en que el sobrecoste asociado a estos transformadores no se compensa para las distribuidoras por los ingresos adicionales del incentivo de pérdidas. En este sentido, IBERDROLA señala que se debería considerar la inclusión en el catálogo de instalaciones tipo de unos valores unitarios específicos para los transformadores bajos en pérdidas, limitando la inversión en este tipo de equipamiento a un número limitado de unidades previamente justificado y autorizado.

Por su parte, UNIÓN FENOSA incluye en su escrito un estudio detallado del ahorro energético derivado de la adopción del citado Reglamento. De dicho análisis concluye que según el incremento de pérdidas estimado, las condiciones de carga, la tipología y cantidades de trafos a incorporar en su red, desde la entrada en vigor del Reglamento en 2015 hasta 2020, las pérdidas de energía en sus redes se incrementarán en 423 MWh. En este sentido, indica que de los resultados obtenidos se observa que hay ahorro energético positivo en el caso de los transformadores destinados a CTs tipo caseta (160kVA-1000kVAs), pero sucede lo contrario en transformadores para CTs tipo poste. Dentro de estos últimos, cabe destacar el caso particular del trafa de 160kVA, en el que los requisitos del Reglamento 548/2014 relajan en una medida muy considerable los niveles de pérdidas que se requerían hasta junio de 2015. En consecuencia, esta empresa concluye que, en términos generales, la adopción de las pérdidas del Reglamento 548/2014 respecto a las normalizadas hasta 2015 no significará una mejora de ahorro de pérdidas para ella.

Finalmente, en relación a la sustitución de transformadores por otros más eficientes, VIESGO y BEGASA destacan que las pérdidas de los transformadores de distribución constituyen una parte considerable de las pérdidas totales de los sistemas de distribución. Al respecto, indican que numerosos estudios han comprobado que los transformadores de distribución MT/BT acumulan más del 30% de las pérdidas, mientras que los transformadores de las subestaciones contribuyen sólo con el 2%. Por este motivo, y dado su alto grado de utilización y que la vida útil es extensa, los

transformadores de distribución tienen un potencial de ahorro de energía significativo. En este sentido, estas empresas señalan que sus normas y especificaciones técnicas correspondientes a transformadores, tanto de MT/BT como de AT/MT, ya están adaptadas, incluyendo requerimientos específicos respecto a las pérdidas, garantizando así que todos los que se adquieren cumplen criterios de mayor eficiencia energética en comparación con los previamente instalados. La medida se concreta en la instalación de nuevos transformadores energéticamente eficientes en todas las nuevas instalaciones de nueva construcción, considerando Subestaciones y CTs. Además, a medida que se vayan produciendo sustituciones de los transformadores en servicio, éstos se irán reemplazando por nuevos transformadores adquiridos conforme a las referidas especificaciones. Esta medida ya está contemplada desde 2014 para el caso de transformadores de potencia BT/MT y desde 2015 para el caso de transformadores de potencia AT/MT, por lo que se considera una práctica plenamente implantada.

➤ Desconexión de transformadores

ENDESA señala que podría lograrse una reducción de pérdidas en la red de distribución desconectando transformadores AT/MT no necesarios para proporcionar la carga demandada en cada subestación. De esta forma, se ahorran las pérdidas en el hierro y por la ventilación de estas máquinas, dado que permanecerían en reserva fría. Al respecto, indica que analizando el estudio de cargas de todo su parque de transformadores, estima que el potencial ahorro por pérdidas es del orden de 54 GWh/año. No obstante, destaca que la regulación actual no permite que esta medida sea interesante para la distribuidora, ya que se incrementan sus costes de operación y mantenimiento por el mayor número de maniobras necesarias y, en el momento en que se dejara de aplicar la medida, por la formulación del vigente incentivo de pérdidas habría que devolver lo ingresado, quedando sin remuneración las actuaciones que se hubieran desarrollado.

### **3.2.3. Medidas destinadas a reducir las pérdidas variables**

➤ Medidas relacionadas con la planificación de la red o con actuaciones en la red planificada

#### **A. Criterios de diseño basados en la eficiencia**

Según señala IBERDROLA, la homogeneidad de su red como consecuencia de la normalización y diseño, garantiza que los flujos de potencia se encuentren equilibrados y, por tanto, que el grado de carga de los elementos de red no suponga pérdidas elevadas y evitables en algunas zonas o equipos específicos. Adicionalmente, el diseño de su red incorpora suficientes elementos de control y maniobra para permitir una operación flexible que optimice la configuración de la red según los distintos perfiles de carga. En este sentido, destaca que lleva tiempo implantando de manera satisfactoria

transformaciones directas desde niveles de tensión de transporte (220 kV) en grandes núcleos de población con altas densidades de carga. A este respecto, señala que la eliminación de niveles de tensión y redes de distribución intermedias suponen una importante reducción de las pérdidas, a pesar del importante reto que supone mantener la fiabilidad de la red con mayores concentraciones de potencia.

Por su parte, UNIÓN FENOSA ha realizado un estudio de las instalaciones con mayores pérdidas técnicas, calculadas en el ejercicio 2014, en concreto líneas de AT con tensión de funcionamiento superior a 30 kV y transformadores tanto AT/AT como AT/MT que han generado más de 1 GWh/año de pérdidas cada uno. A su vez, ha contrastado cada uno de estos elementos con mayores pérdidas con las actuaciones previstas en la red, recogidas en su Plan de Inversiones 2015-2018. Para ello, en el estudio se analiza en cada caso la repercusión en las pérdidas de cada una de las actuaciones previstas para cada instalación y motivadas por otros aspectos como el agotamiento, la calidad, el acceso de terceros u otros. Para el cálculo del ahorro energético, UNIÓN FENOSA ha cuantificado el ahorro anual en pérdidas que se produciría al entrar en servicio la actuación planificada en la red, en un escenario topológico y energético similar al original, resultando un análisis coste-beneficio de estas actuaciones positivo, con un beneficio anual estimado de 1,1 M€.

## **B. Mejora de los factores de potencia**

Tal y como señala IBERDROLA, las circulaciones de energía reactiva reducen la capacidad útil de la red y generan pérdidas, especialmente en periodos punta, cuando tanto la red como los clientes tienen un comportamiento inductivo, es decir, demandando potencia reactiva. Así, señala que sus manuales técnicos recogen la definición de la configuración y tamaño más adecuado de la batería de condensadores a instalar en la red de AT y en las transformaciones a MT, como criterio general de respuesta óptima a las necesidades de reactiva y calidad de onda, de modo que prácticamente la totalidad de sus subestaciones tienen ya instaladas baterías de condensadores escalonadas, con lo cual la compensación de reactiva está conseguida al 100%. Además, el control de la conexión y desconexión de las batería de condensadores ya instaladas se realiza de forma centralizada desde el sistema de control, de modo que responden de forma flexible, remota y automática a las necesidades de la red en cada momento. Respecto a la instalación de baterías de condensadores en líneas de MT, IBERDROLA indica que sólo se considera eficiente en situaciones excepcionales que se justifican por criterios adicionales de capacidad de red o caídas de tensión en alimentadores largos, solución análoga a los reguladores de tensión en líneas.

Por su parte, VIESGO y BEGASA también indican que han adoptado la medida de instalar baterías de contadores en zonas concretas, realizando simulaciones de los diferentes escenarios posibles de la red, y analizando la variación o sensibilidad en el nivel de pérdidas con distintos niveles de generación, de

carga y de flujos de potencia en las fronteras. En este sentido, señalan que la implantación de baterías de condensadores permite obtener una serie de beneficios a las distribuidoras al optimizar la operación técnica de la instalación, evitando también el sobredimensionamiento de muchos de los componentes de la instalación:

- Reducción de la sección de los cables, debido a la reducción de las pérdidas por sobrecalentamientos.
- Reducción de las caídas de tensión en toda la instalación.
- Mayor potencia disponible en el transformador.

Del mismo modo, UNIÓN FENOSA indica que del estudio de los consumos auxiliares de las subestaciones de su red, ha detectado una situación de alto consumo de energía reactiva en gran parte de los suministros. Las cargas inductivas y capacitivas modifican el factor de potencia de la instalación, generando un consumo de energía reactiva que provoca intensidades superiores a las necesarias para satisfacer la demanda de potencia activa de las instalaciones. Para estimar las pérdidas asociadas al factor de potencia de las instalaciones, UNIÓN FENOSA ha calculado el exceso de energía eléctrica que circula por las redes debido al consumo de energía reactiva de las subestaciones, comparando su coste con la inversión asociada a la instalación de baterías de condensadores en las subestaciones donde el ahorro es significativo. Una vez realizado en análisis de costes y beneficios, esta empresa señala que no podría acometer esta medida de ahorro salvo que fuera retribuida.

### **C. Elevación de tensiones**

Con el incremento de los niveles de explotación de determinadas redes de distribución se reducen las intensidades necesarias para distribuir una misma cantidad de energía y, consecuentemente, se reducen las pérdidas por efecto Joule en las redes (proporcionales al cuadrado de la intensidad). Adicionalmente, y respecto a la calidad del suministro, la medida permite mantener los niveles de tensión reglamentarios en zonas más alejadas y con líneas de alimentación de gran longitud.

VIESGO indica que ha aplicado esta medida en dos emplazamientos diferentes, sobre distintos niveles de tensión:

- Aumento de tensión de 10 a 20 kV en la zona occidental de Asturias.
- Aumento de tensión de 6 a 12 kV en SE Peña de Bejo (Cantabria).

No obstante lo anterior, VIESGO señala que debe tenerse en cuenta que los equipamientos asociados a un funcionamiento con un nivel de tensión mayor son más costosos en términos económicos que los de un nivel de tensión reducido. Dentro de estos equipamientos se deben considerar desde los



transformadores requeridos para el funcionamiento en las nuevas condiciones, hasta el aislamiento de las nuevas instalaciones.

Por su parte, IBERDROLA destaca que el paso de la tensión de explotación en las instalaciones de BT de 127/220 V (B1) a 230/400V (B2) supone una importante mejora de la eficiencia en el suministro de energía eléctrica. Las actuaciones necesarias para el cambio de tensión conllevan habitualmente renovación de equipos antiguos con factores de eficiencia bajos respecto a los actuales. Al respecto, indica que al cambiar la tensión de servicio en BT de B1 a B2 se reduce la intensidad en la red y, como consecuencia, aumenta la capacidad de la red para absorber crecimientos de consumo y disminuyen las pérdidas (tanto de energía activa como reactiva). A igualdad de potencia demandada, las pérdidas en B2 son 3 veces menores que en B1; es decir, se obtiene un ahorro de pérdidas en B2 del 67% de las pérdidas en B1. A este respecto, IBERDROLA indica que actualmente aproximadamente el 6% de toda su red digitalizada se alimenta a B1, lo que supone aproximadamente 130 GWh de pérdidas (pérdidas en las líneas de BT y desequilibrio estimado asociado). En cuanto a la red de MT, esta empresa indica que las tensiones existentes pueden variar de unas zonas a otras debido al desarrollo histórico y a los criterios técnicos utilizados en su momento para definir el diseño óptimo de la red. Existen, por tanto, zonas con tensiones distintas a la tensión normalizada objetivo, pero que por su homogeneidad y características no son susceptibles de modificación, puesto que no sería rentable ni justificable técnicamente. Así pues, señala que las actuaciones de cambio de tensión se realizan en aquellas zonas donde la inversión se justifica por ahorros operativos y/o necesidades de desarrollo de red por nuevos suministros. En este sentido, destaca que existen zonas, con tensiones de servicio de 11 y 13,2 kV, en las que el cambio a la tensión normalizada objetivo de 20 kV supondría una mejora importante de la eficiencia, lo que disminuiría las pérdidas (tanto de energía activa como reactiva) y aumentaría la capacidad de la red. Estas mejoras suelen compensar la inversión a realizar.

Finalmente, HIDROCANTÁBRICO indica que la tensión principal en su red de MT es de 24 kV, y a lo largo de los últimos años se han ido realizando cambios de tensión en líneas de 5, 10 y 16 kV. Destaca que el último cambio de tensión ha consistido en el paso de 16 a 24 kV de 299 km en la zona de Llanes, con un ahorro anual en pérdidas de 390 MWh/año. Actualmente está analizando 2 nuevas actuaciones de cambios de tensión de 5 a 24 kV en suministro a zonas rurales con escasa capacidad de crecimiento.

#### **D. Incremento de capacidad de la red**

Tal y como detallan VIESGO y BEGASA en sus escritos, el incremento de la capacidad de la red puede conseguirse de diferentes maneras, principalmente incrementando la capacidad de las líneas o incrementando la capacidad de los transformadores. Al respecto, estas empresas indican que el incremento de capacidad de las líneas, a través del incremento de la sección de los

conductores tiene un alto coste económico en instalaciones existentes, ya que una vez instalados la sustitución de los cables es un proceso complejo y costoso, que además supone la indisponibilidad de las líneas durante el tiempo que lleva el proceso de sustitución de los conductores. La oportunidad clave para reducir las pérdidas, por lo tanto, se produce en el momento en que el cable va a ser inicialmente instalado o cuando se va a ejecutar un proceso de mantenimiento correctivo que lo reemplace total o parcialmente. En lo que respecta al incremento de la capacidad de los transformadores, VIESGO y BEGASA señalan que esta medida se aplica de forma concreta en zonas específicas de la red donde se detecta un potencial de mejora importante. En el caso de la red de VIESGO destaca el acceso a la red de transporte de 220 kV mediante la instalación de una segunda transformación 220/55 kV en Cacicedo, cuya puesta en marcha de esta medida está prevista para el año 2020.

### **E. Instalación de nuevas subestaciones**

HIDROCANTÁBRICO indica que está estudiando la instalación de una nueva transformación en la subestación de Romío, la cual tiene un parque de 132 kV y otro de 50 kV, aprovechando la instalación de un parque eólico en la zona. La instalación de una transformación 132/24 kV y la realización de enlaces con la red de MT existente permitirán una mejora de la calidad de servicio y una disminución de las pérdidas en la red.

#### ➤ Medidas relacionadas con la operación y la gestión de la red

### **F. Optimización de la red de BT**

IBERDROLA señala en su escrito que tradicionalmente la observabilidad de la red de BT ha sido muy limitada, quedando restringida a campañas “ad-hoc” mediante la instalación de equipos portátiles para controlar la carga de algunos transformadores. Actualmente, con los proyectos de red inteligente en curso, se va a disponer de gran cantidad de datos para medir y mejorar la operación de las redes de BT. En este sentido, las actuaciones en las que el impacto en pérdidas es mayor son:

- Equilibrado de la carga de las fases de una línea de BT.
- Equilibrado de la carga entre las líneas de BT de un CT (o de líneas de BT cercanas de un CT contiguo).

Como señala IBERDROLA, la mejora en la observabilidad de la red BT permitirá optimizar las actuaciones en desarrollos de red asociados a la mejora del grado de carga, así como el conocimiento con mayor detalle de las pérdidas que se producen en esta red.

### **G. Optimización de la red mallada**

IBERDROLA indica que los transformadores normalizados de su red disponen de regulación en carga, lo que permite y obliga a coordinar las tomas para la reducción de flujos de reactiva en la red y el mantenimiento del perfil óptimo de tensiones. Para ello, el sistema de control dispone de un estimador de estado y de un flujo de cargas óptimo. No obstante, destaca que la utilización de estas herramientas se encuentra muy limitada por los criterios actuales de operación del sistema, por lo que se debería mejorar la coordinación y optimización de la red de modo que, en base a un modelo de red unificado con observabilidad de la red de transporte y distribución, se ejecuten herramientas de optimización de la red en base a un flujo de cargas óptimo. De esta manera, la aplicación de las consignas sobre los elementos de control de la red se realizaría de forma coordinada y optimizada. Adicionalmente, destaca la importancia de mejorar el intercambio de información entre el OS y los distribuidores para la implementación técnica de la solución. Por otro lado, esta empresa indica que la explotación de la red mallada implica la optimización de los flujos de activa, de modo que se eviten pérdidas innecesarias. IBERDROLA señala que abre líneas de distribución que realizan función de transporte, aunque ello suponga disminuir la fiabilidad de la red, durante situaciones de baja probabilidad de ocurrencia de incidencias.

Por su parte, VIESGO incluye una serie de acciones encaminadas a que la configuración de la red responda, en la medida que la seguridad del suministro lo permita, a criterios de eficiencia energética en términos de reducción de las pérdidas en la misma. Estas medidas principales son de dos tipos:

- Medidas basadas en maniobras de la red. A través de una evaluación de las pérdidas de la red de distribución de la compañía desde los puntos de conexión con la red de transporte y puntos de generación interior, hasta barras de MT donde comienza el nivel de distribución a los CTs MT/BT. Como resultado de este estudio se han identificado una serie de puntos clave, como propuesta de análisis para una mitigación en la contribución de pérdidas globales.
- Implantación de un solución de Advanced Distribution Management System (ADMS). Dentro de las medidas de operación eficiente de la red incluye la implantación de un sistema ADMS, actualmente en curso para las distribuidoras VIESGO y BEGASA. La implantación de este nuevo sistema permite, entre otros, la consecución de los siguientes beneficios:
  - Nuevas funcionalidades de ayuda a la operación de la red: estimador de estado, análisis de contingencias, simulador de operación, etc.
  - Reducción de tiempos de operación.
  - Optimización de la explotación de la red.
  - Integración de soporte ortogonal y cartográfico.
  - Calidad de suministro: Mejora de la gestión de avisos y averías.

- Trazabilidad: Disponibilidad y almacenamiento de estados históricos de red.
- Descargos: permitiendo la actualización inmediata del esquema de apoyo para la configuración gráfica de un descargo.

Finalmente, UNIÓN FENOSA pone de manifiesto que dentro de su plan de telecontrol se contempla la instalación de puntos telecontrolados que permitan la optimización de la gestión de la red, mejorando la calidad en el suministro, control de los parámetros de red, fiabilidad y seguridad en las maniobras y una mayor eficiencia en la actividad de distribución de electricidad. Según indica, sus redes de MT actualmente disponen de telecontrol, tanto en las líneas subterráneas como en las aéreas. En este sentido, propone intensificar la automatización de la red instalando un mayor número de puntos telecontrolados en líneas subterráneas, a nivel de CTs y en las líneas aéreas dónde se intensifica la instalación de interruptores telecontrolados y se instalan los nuevos reconectores. Según señala UNIÓN FENOSA, la instalación de los equipos indicados implica un ahorro de costes en la gestión de las redes. No solo supone una mejora de la calidad del suministro, al reducirse los tiempos de reposición de forma considerable, bajando los tiempos de indisponibilidad de la red, sino que, además, se reducen los desplazamientos para aislar averías o realizar cambios de explotación.

➤ Medidas relacionadas con la gestión de recursos distribuidos

#### **H. Gestión de la Generación Distribuida**

VIESGO indica que su zona de distribución cuenta con un parque importante de generación distribuida, especialmente basado en generación eólica. El aumento de la penetración de este tipo de generación, intermitente y aleatoria, hace que los flujos de energía de la red se conviertan en más variables. En este sentido, indica que la generación distribuida normalmente sirve para acortar la distancia eléctrica entre la generación y la demanda. Esta relación más directa entre la generación y los requerimientos de demanda, si bien puede ayudar a reducir las pérdidas técnicas por reducción de las distancias en igualdad de condiciones de potencia, aumenta los saltos de nivel de tensión y crea flujos de energía complejos y variables en el tiempo, particularmente considerando redes malladas en los que los flujos de energía en zonas importantes de la red pueden verse afectados. Además de esto, factores como las correcciones de potencia o las localizaciones de los transformadores pueden alterar los niveles de tensión y, por lo tanto, la corriente. Por este motivo, destaca que el análisis coste-beneficio ha de hacerse en base a una simulación de los diferentes escenarios posibles de la red, analizando la variación o sensibilidad en el nivel de pérdidas con distintos niveles de generación, de carga y de flujos de potencia en las fronteras, lo cual incrementa la complejidad de forma exponencial. En base a los análisis realizados, VIESGO ha aprobado la construcción de la subestación de

Barreiros 132 kV, incluida dentro de sus planes de inversión en red. La implantación de esta medida tendrá, entre otros, los siguientes impactos:

- Permite reducir la saturación de la red de 132 kV implicada, reduciendo las pérdidas asociadas.
- Aporta importante mejoras operativas adicionales:
  - Permite optimizar los flujos de energía en la zona.
  - Mejora la fiabilidad y seguridad de alimentación de 132 kV al conjunto de subestaciones de la zona.
  - Mejora la ejecución del trabajo de mantenimiento tanto de las líneas de 132 kV como de las subestaciones del entorno.

De la misma manera, HIDROCANTÁBRICO indica que en su red de distribución se encuentran muchas pequeñas instalaciones de generación hidroeléctrica conectadas principalmente a tensiones de 132 y 50 kV, que representan una potencia instalada de unos 500 MW. Estas centrales en general se encuentran bastante alejadas de los centros de consumo. Adicionalmente, en las redes de esta empresa y de las distribuidoras cercanas hay conectados parques eólicos, también alejados de los centros de consumo, cuya potencia ha crecido en los últimos años. En este sentido, resalta que la generación distribuida puede ser un medio para reducir las pérdidas en la red de distribución, pero solo si esta generación distribuida está cerca de los centros de consumo. Por ello, considera positiva la regulación actual del autoconsumo (Real Decreto 900/2015) como un medio para fomentar la generación distribuida de forma ordenada y proporcionada al consumidor de energía.

#### **I. Gestión de la Demanda – Instalación de contadores inteligentes y sistemas de telegestión.**

HIDROCANTÁBRICO indica que la sustitución de los contadores de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW por nuevos equipos que permiten la discriminación horaria y la telegestión, permitirá la obtención de datos muy valiosos para la mejora de la explotación en la red de BT. En este sentido, destaca que para aprovechar la nueva información que se está obteniendo, están analizando varios desarrollos adicionales en sistemas que permitan:

- Calcular las pérdidas en cada línea de BT.
- Planificación de la red. El tratamiento de la medida del conjunto de los contadores permitirá el cálculo de unos coeficientes de simultaneidad más precisos y por tanto un ahorro en el diseño de nuevas redes o el refuerzo de las existentes.

- Puentes cortados en la red aérea de MT. Mediante los valores de las tensiones de BT de los concentradores situados en los CTs se puede acotar el tramo averiado disminuyendo los tiempos de reposición y los desplazamientos de las brigadas.

De la misma manera, VIESGO indica que la gestión de la demanda constituye una herramienta importante para mejorar la eficiencia energética al aumentar la información a disposición de los consumidores y de la empresa distribuidora, para soportar la toma de decisiones de consumo y gestión. A los consumidores se les ofrece información valiosa para ajustar su consumo o dirigirlo a otros periodos horarios donde su coste sea inferior. Adicionalmente, con este desplazamiento de consumos se logra un cierto aplanamiento de la curva diaria de demanda del conjunto de los consumidores y, con ello, se reduce la circulación de intensidad en las horas punta, en las que precisamente las pérdidas por efecto Joule debido a esa circunstancia son más considerables.

UNIÓN FENOSA, por su parte, también destaca que uno de los efectos del plan de renovación de contadores por el despliegue de la telegestión será el ahorro energético asociado a la reducción de consumo de combustibles por la eliminación de operaciones en campo al pasar a realizarse en remoto.

Finalmente, IBERDROLA destaca que los datos disponibles en la actualidad de la red inteligente (supervisión avanzada) permiten evaluar las pérdidas por CT en todos aquellos CTs que alimenten exclusivamente suministros de menos de 15 kW, permitiendo identificar aquellos CTs con pérdidas elevadas. Sin embargo, matiza que esta iniciativa se encuentra limitada aproximadamente al 50% de todos los CTs telegestionados, debido a que los suministros de más de 15 kW no disponen de medida horaria y su lectura se sigue realizando en base a rutas de lectura manuales. Por ello, señala que actualmente se está valorando ampliar la sustitución de los contadores al resto de puntos de suministros que no son tipo 5 (>15 kW) conectados en BT.

## **J. Vehículo Eléctrico**

ENDESA señala que una de las principales barreras para el impulso de la movilidad eléctrica, y todos los beneficios asociados, es la falta de puntos de recarga en la vía pública que den el suficiente nivel de seguridad y garantía de recarga a los potenciales usuarios. En esta situación, indica que la actividad de distribución puede jugar un papel fundamental para el impulso de la movilidad eléctrica. Para ello, propone que se definan planes de ubicación y despliegue de puntos de recarga rápida y/o lenta en la vía pública por parte de las diferentes Administraciones competentes, se definieran las infraestructuras eléctricas y de recarga necesarias para su suministro, incluyendo estas últimas dentro de los planes de inversión de las empresas de distribución. Con ello, la inversión y mantenimiento de las infraestructuras quedaría a cargo de la actividad de distribución, mientras que la operación comercial de los puntos de recarga correría a cargo de los Gestores de Carga o, en su caso, de



comercializadores. Al respecto, señala que se trata de una actuación que puede realizarse desde la perspectiva de las infraestructuras de red, con un coste mínimo para el sistema eléctrico, pero con claros beneficios medioambientales y de eficiencia energética global para el conjunto de la sociedad.

En relación con lo anterior, VIESGO señala que dispone de un plan de inversiones que incluye la dotación de 4 vehículos eléctricos para realizar actividades de mantenimiento de la red principalmente en el área urbana y que no precisen traslado de material o herramienta relevantes.

### **3.2.4. Medidas destinadas a reducir las pérdidas no técnicas**

UNIÓN FENOSA incluye, entre las medidas de ahorro energético propuestas, la reducción de pérdidas no técnicas derivada de la corrección de fraude en los equipos de medida de energía eléctrica ubicados en los puntos de consumo. Tal y como indica esta empresa, el fraude provoca que no se registren adecuadamente los consumos realmente efectuados y se facturen cantidades inferiores a las que deberían haberse facturado. Al respecto, explica que tras la detección de dicho fraude en los equipos de medida de la energía y su corrección para evitar que continúe produciéndose el problema y sus consecuencias derivadas, se determina el periodo durante el cual se ha estado produciendo el mismo, se realiza una estimación de la energía no facturada durante dicho periodo y se emite la correspondiente facturación complementaria. De esta forma se favorece de forma efectiva la reducción de pérdidas no técnicas.

De la misma manera, VIESGO señala que si bien las pérdidas no técnicas o comerciales no constituyen una pérdida real de energía, ya que se corresponden con energía entregada en el punto de suministro, incluye este punto entre el conjunto de medidas planteadas porque la resolución de los expedientes de pérdidas no técnicas puede desembocar en cortes de suministro en el caso de demostrarse fraude, llevando consigo al final una menor necesidad de suministro de energía por la red y, por lo tanto, una reducción de las pérdidas totales. En este sentido, VIESGO indica que cuenta con varias líneas de actuación en Gestión del Fraude:

- Proyectos específicos para la mejora de la detección del fraude.
- Unificación de procesos de gestión del fraude de AT y BT.
- Adecuación de sistemas para mejorar las capacidades existentes de gestión de expedientes y gestión de órdenes de anomalías y fraudes.
- Revisión de procedimientos de gestión de contratas como organismos de control autorizados.
- Establecimiento de acuerdos de colaboración y realización de otras gestiones con Administraciones públicas.

- Participación en la regulación de la reducción de pérdidas y tratamiento del fraude, en colaboración con la CNMC.
- Consolidación de datos de balance por nivel de tensión.

Al respecto, indica que una detección temprana de las situaciones de pérdidas no técnicas acompañada de una actuación ágil para gestionarlas debidamente, es un factor importante para asegurar la sostenibilidad general del sistema.

### **3.2.5. *Medidas destinadas a reducir las pérdidas de autoconsumo de la red***

Entre las medidas propuestas por UNIÓN FENOSA para reducir las pérdidas relacionadas con el autoconsumo de la red destaca la sustitución de las iluminarias de las subestaciones por tecnología LED. Así mismo, esta empresa indica que en algunas subestaciones eléctricas dispone de transformadores con refrigeración OFAF (aceite forzado/aire forzado). Este sistema requiere de un sistema de bombeo del aceite de los transformadores hacia un aerorefrigerador que finalmente es el que disipa el calor resultante de las pérdidas de operación del transformador al medio ambiente. Entre las medidas de ahorros propuestas se plantea la sustitución de los motores eléctricos asociados a esos equipos de bombeo por otros de mayor eficiencia, concretamente de clase IE2 según la norma UNE-EN 60034-30 de abril de 2010.

### **3.2.6. *Medidas regulatorias propuestas por las empresas de más de 100.000 clientes para incentivar la reducción de pérdidas***

#### **➤ Comentarios relativos al incentivo a la reducción de pérdidas**

Como se ha señalado en el apartado de Consideraciones previas, la valoración del impacto económico de la reducción de pérdidas, desde el punto de vista de la distribuidora, se basa en la variación esperable del incentivo de pérdidas, que es la señal regulatoria que orienta las inversiones.

En este sentido, ENDESA apunta que todas las medidas que se están llevando a cabo en la actualidad generalmente tienen su origen en otros objetivos u obligaciones de carácter reglamentario. Al respecto, matiza que el vigente incentivo a la reducción de pérdidas actúa como señal económica para lograr que dichas actuaciones, que deben ser ejecutadas en cualquier caso, sean realizadas de la manera más eficiente posible desde un punto de vista de la gestión energética. En este sentido, señala que en el caso de plantearse la conveniencia de que la actividad de distribución aborde otro tipo de actuaciones, previamente sería necesario definir el mecanismo regulatorio más adecuado para ello.

En relación con este tema, HIDROCANTÁBRICO realiza un análisis exhaustivo de la evolución de los incentivos a la reducción de pérdidas establecidos en la

normativa sectorial en los últimos años. En este sentido, concluye que las sucesivas reformas regulatorias del incentivo únicamente están consiguiendo reducir el interés de las distribuidoras por realizar inversiones únicamente destinadas a la reducción de pérdidas. Así mismo, destaca la necesidad de que se reconsideren los cálculos de porcentajes de pérdidas para que en el denominador de las fórmulas hubiera un valor que represente verdaderamente las energías circuladas y no netee entre entradas y salidas a la red, como sucede en el incentivo actual de reducción de pérdidas regulado en el Capítulo IX del Real Decreto 1048/2013.

A este respecto, IBERDROLA señala que el vigente incentivo para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica regulado en el Real Decreto 1048/2013 sigue el modelo “empresa contra sí misma” (es decir, si una empresa mejora sus pérdidas recibe una bonificación por ello, mientras que si las empeora se ve penalizada), sin tener en cuenta la situación relativa de cada empresa respecto de las pérdidas del sistema eléctrico. Según indica, la aplicación de este nuevo incentivo crea las siguientes situaciones:

- Para las empresas que han actuado de manera eficiente en el pasado (y cuyas redes presentan actualmente pérdidas más reducidas), no permite reconocerles de manera adecuada los esfuerzos y medidas que han implantado para lograr los valores alcanzados.
- Respecto de las empresas que no han sido tan eficientes controlando sus pérdidas en el pasado y tienen unas pérdidas superiores al resto sin que exista justificación técnica alguna para ello, el incentivo permite que no resulten penalizadas incluso si no implantan ninguna medida para su reducción.

De esta manera, destaca que el actual incentivo penaliza a aquellas empresas que han sido más diligentes en su lucha contra las pérdidas en el pasado, y beneficia a aquellas que han realizado esta labor de forma menos eficaz. Por ello, considera que la principal medida regulatoria para fomentar la eficiencia energética en las redes de distribución eléctrica debería ser la modificación del incentivo de pérdidas para que éste continúe transmitiendo una correcta señal a todos los agentes. No obstante, señala que dado que la implantación de cualquier medida encaminada a reducir las pérdidas de red suele necesitar de un elevado periodo para que la misma se justifique económicamente, no considera adecuado realizar cambios bruscos en el incentivo que se ha venido aplicando en los últimos años. Por ello, y dado que el incentivo establecido en el Real Decreto 1048/2013 aún no ha aplicado en el cálculo de la retribución, propone que el incentivo para la reducción de pérdidas continúe estando basado en un modelo “*pérdidas reales vs pérdidas estándar*”, similar al que se ha venido aplicando los últimos años.

➤ Comentarios relativos a la necesidad de una regulación específica sobre el fraude

IBERDROLA señala que, independientemente de las medidas orientadas a reducir las pérdidas técnicas, para conseguir reducir los niveles de pérdidas totales que existen en la actualidad, la segunda medida regulatoria a implantar es la publicación de una nueva normativa específica -Real Decreto de Fraude- que dote de una mayor seguridad jurídica al procedimiento de inspección y desincentive los comportamientos fraudulentos. Esta normativa debería permitir a las empresas distribuidoras dar cumplimiento a sus obligaciones de inspección y verificación de las instalaciones, garantizando los derechos de los consumidores bajo la supervisión de la Administración competente, dotando a la empresa distribuidora de herramientas operativas eficaces para combatir este tipo de prácticas cada vez más extendidas y que van en contra de todos los usuarios del sistema eléctrico.

HIDROCANTÁBRICO considera igualmente imprescindible que la lucha contra el fraude constituya un pilar fundamental de la estrategia de la eficiencia energética, dotando a las distribuidoras eléctricas de herramientas e incentivos adecuados para detectar y corregir el fraude. En relación a los incentivos económicos, esta empresa considera que el incentivo a la reducción del fraude introducido por el Real Decreto 1048/2013 arroja un valor muy bajo en relación con el esfuerzo necesario que se requiere para la detección del fraude. Además, a pesar de que la distribuidora puede tener el incentivo del 20% del peaje refacturado al consumidor fraudulento, en el fondo puede causarle más perjuicio que beneficio. En este sentido, explica que una vez que el fraude ha sido detectado y refacturado, la distribuidora debe obligatoriamente integrarlo en el sistema de liquidaciones de las actividades reguladas, independientemente de su cobro al defraudador. Si éste tenía un contrato en vigor con una comercializadora, le puede traspasar el riesgo de cobro a la comercializadora. Sin embargo, si el fraude consistía en un enganche directo, con la legislación actual la distribuidora debe facturar el peaje directamente al defraudador, con el que no tiene ninguna relación contractual ni datos bancarios, y con toda probabilidad la distribuidora tendrá grandes dificultades para el cobro. De cualquier modo, aunque la distribuidora le pueda traspasar el riesgo de cobro a la comercializadora, lo normal es que la comercializadora predominante en la red de cada distribuidora sea la de su propio grupo empresarial, con lo cual en todos los casos, tanto se trate de consumidores con o sin contrato, supone un importante perjuicio para las empresas encontrar un caso de fraude, por lo que HIDROCANTÁBRICO considera que debería revisarse el tratamiento actual que se le da a este incentivo, en línea con lo manifestado por la propia CNMC en el ya mencionado "*Informe sobre alternativas de regulación en materia de reducción de pérdidas y tratamiento del fraude en el suministro eléctrico*".

A continuación se incluyen sendos cuadros con el resumen de las medidas propuestas por las empresas analizadas en este apartado.

**Tabla 4. Medidas propuestas por IBERDROLA**

			Ahorro energético	Beneficio o coste evitado estimado	Calendario de ejecución
Disminución de Pérdidas Variables	Planificación de la Red, o actuaciones en la red planificada	Criterios de diseño basados en la eficiencia	25 GWh	No evaluado	
		Mejora de los factores de potencia		En MT eficiente en situaciones excepcionales	Ya implantado en AT
		Elevación de las tensiones	Cambio B1 a B2: <b>90 GWh</b> Cambio MT a 20 kV: <b>1 GWh</b>		
	Operación y gestión de la red	Optimización de la red de BT	10% reducción de pérdidas por equilibrado de fases		
		Optimización de la red mallada	<b>10 - 20 GWh/año</b>		
	Otras medidas relacionadas con la gestión de recursos distribuidos	Gestión de la Demanda - Contadores inteligentes		No evaluado	En proceso
Disminución de Pérdidas Fijas	Sustitución de Transformadores			No rentable con el actual incentivo de pérdidas	

Tabla 5. Medidas propuestas por UNIÓN FENOSA

			Ahorro energético	Beneficio o coste evitado estimado	Calendario de ejecución
Disminución de Pérdidas Variables	Planificación de la Red, o actuaciones en la red planificada	Criterios de diseño basados en la eficiencia	Ahorro anual en pérdidas: <b>22.024 MWh/año</b>	<b>1,1 M€/año</b>	Plan de Inversiones 2015-2018
		Mejora de los factores de potencia	<b>413.053 kWh/año</b>	<b>20.883 €/año</b> en 2018 y 2019	2017 y 2018
	Operación y gestión de la red	Optimización de la red mallada	Ahorros en energía eléctrica: <b>4.300 MWh</b> en el periodo 2014-2020	Coste evitado en promedio anual: <b>93 k€/año</b>	2014-2020
	Otras medidas relacionadas con la gestión de recursos distribuidos	Gestión de la Demanda - Contadores inteligentes	Ahorros en energía eléctrica: <b>68.200 MWh</b> en 2013-2018	Coste evitado de <b>543 k€/año</b>	2008-2018

		Ahorro energético	Beneficio o coste evitado estimado	Calendario de ejecución
Disminución de Pérdidas Fijas	Sustitución de Transformadores	Con la adopción del reglamento 548/2014 las pérdidas de energía aumentan en 423 MWh		2015-2020
Disminución de Pérdidas relacionadas con el autoconsumo de la Red	Instalación de LED en subestaciones	280.716 kWh/año	7.000 €/año en 2018 y 2019	2017 y 2018
	Instalación de motores de aceite en subestaciones	Ahorro máximo en energía eléctrica: 547 MWh	27.656 €/año en 2018 y 2019	
Disminución de Pérdidas no técnicas	Reducción del fraude y las irregularidades en los equipos de medidas	Ahorros en energía eléctrica: 700 GWh	Ahorro anual promedio: 7,9 M€/año	2013-2016

Tabla 6. Medidas propuestas por VIESGO

			Ahorro energético	Beneficio o coste evitado estimado	Calendario de ejecución	
Disminución de Pérdidas Variables	Planificación de la Red, o actuaciones en la red planificada	Mejora de los factores de potencia		Según escenarios	Medida continua según necesidades	
		Elevación de las tensiones	Reducción de pérdidas del 75% en las líneas analizadas	Costes según Planes de Inversión	2017-2019 (en líneas concretas)	
		Incremento de secciones de líneas/cables		No evaluado	En casos específicos	
	Otras medidas relacionadas con la gestión de recursos distribuidos	Operación y gestión de la red	Optimización de la red mallada		Según casos concretos	Implantación del sistema ADMS en 2016/2017
		Gestión de la Generación Distribuida	Gestión de la Demanda - Contadores inteligentes	Reducción de pérdidas por mejor operación de la red	Costes según Planes de Inversión	Nueva SE BARREIROS en 2018
					No evaluado	Casi completa
Disminución de Pérdidas Fijas	Sustitución de Transformadores		No evaluado	Desde 2014 para MT/BT y desde 2015 para AT/MT		
Disminución de Pérdidas no técnicas	Reducción del fraude y las irregularidades en los equipos de medidas		Impacto según incentivos vigentes	Ejecución continua, con horizonte de objetivo anual		



Tabla 7. Medidas propuestas por HIDROCANTÁBRICO

			Ahorro energético	Beneficio o coste evitado estimado	Calendario de ejecución
Disminución de Pérdidas Variables	Planificación de la Red, o actuaciones en la red planificada	Elevación de las tensiones	20 MWh/año por línea	No rentable para la distribuidora	2017
		Nuevas subestaciones o trafos	Ahorro en pérdidas de 116 MWh/año	No rentable para la distribuidora	2017
	Otras medidas relacionadas con la gestión de recursos distribuidos	Gestión de la Demanda - Contadores inteligentes	Ahorro en pérdidas de 230 MWh/año	No rentable para la distribuidora	2016-2017

Tabla 8. Medidas propuestas por ENDESA

			Ahorro energético	Beneficio o coste evitado estimado	Calendario de ejecución
Disminución de Pérdidas Variables	Planificación de la Red, o actuaciones en la red planificada	Criterios de diseño basados en la eficiencia		No rentable exclusivamente por la reducción de pérdidas (atienden crecimiento vegetativo)	Según Plan de Inversiones de Endesa
Disminución de Pérdidas Fijas	Sustitución de Transformadores		Media del 25% de mejora en la eficiencia del trafo	Sobrecoste del 14,2%. No compensa con el actual incentivo de pérdidas.	
	Desconexión de Transformadores		54 GWh/año	No rentable para la distribuidora	

### 3.3. Análisis de las actuaciones presentadas por las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes

En el presente apartado se resumen los puntos principales de la información recibida de 236 empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes.

Tal y como destaca este grupo de empresas, debido a las características específicas de sus redes, es importante realizar un mapa de pérdidas para identificar los puntos de acción y poder priorizar éstos en base a su importancia. En este sentido, el conocimiento del punto de partida, el escenario actual y las previsiones de pérdidas se configuran como elementos fundamentales en el ámbito de actuación de las mismas, por lo que las medidas propuestas por cada una de las empresas de menos de 100.000

clientes se basan en dicho análisis particularizado realizado por cada una de ellas.

En base a los resultados de dichos análisis, la mayor parte de las empresas coinciden en destacar que la evaluación del potencial de eficiencia energética en las infraestructuras de electricidad, independientemente del nivel de pérdidas, requiere de la correcta medición de variables eléctricas como armónicos, corrientes de fuga, potencias, energías, etc. Por este motivo, destacan, con carácter general, que la mejora continua de los sistemas de medida e implantación y empleo de redes inteligentes facilita el conocimiento de la red y permite detectar deficiencias en el sistema.

En este sentido, la mayoría de las empresas proponen como actuaciones posibles para mejora de la eficiencia en la actividad de distribución eléctrica las siguientes:

- Avance en la implantación de la telegestión en suministros con medida en BT. La medida horaria en puntos frontera y la implantación progresiva de la telegestión están ayudando a poder efectuar lecturas cada vez más precisas de las pérdidas generales de la red, entendidas como la diferencia entre la energía registrada en las interconexiones o puntos frontera y el registro agrupado de la medida de los usuarios finales.
- Dispositivos de protección, control, monitorización y seccionamiento.
- Implantación de analizadores de calidad del suministro, permitiendo la medida de eventos acaecidos en la red eléctrica, tales como sobretensiones, huecos e interrupciones.
- Inspección en puntos de suministro y mejoras en la gestión de contratos.

En relación con lo anterior, algunas empresas destacan la necesidad de disponer de elementos de medida y registro conectados a elementos de protección y control gestionados por un sistema SCADA inteligente. Según señalan, el conjunto de estas tres unidades permite obtener la máxima eficiencia energética y permite garantizar la máxima calidad de servicio. En este sentido, proponen la instalación de equipos analizadores de redes que posibiliten la medición de variables eléctricas como armónicos, corrientes de fuga, potencias, energías, etc., de forma que se obtenga la información necesaria para la realización de estudios de consumo de energía eléctrica. Estos equipos permiten tanto la gestión técnica energética de la red, como de los costes energéticos de explotación.

Al margen de lo anterior, y según las características específicas de cada una de las empresas distribuidoras, en el cuadro siguiente se resumen las principales actuaciones propuestas por este colectivo de empresas. Cabe destacar que dichas actuaciones se proponen en casos específicos, como resultado del análisis de los mapas de pérdidas señalados y de las circunstancias concretas de cada zona de distribución.

**Tabla 9. Resumen de las medidas propuestas por las empresas de menos de 100.000 clientes**

<b>Disminución de Pérdidas Variables</b>	<b>Medidas relacionadas con la planificación de la Red, o actuaciones en la red planificada</b>	<b>Criterios de diseño basados en la eficiencia</b>	<i>Construcción de líneas nuevas y reconfiguración de líneas de distribución, evitando tendidos de elevada longitud en BT y aumentando el número de CTs en caso necesario.</i>
			<i>Extensión, refuerzo y mejoras de seguridad y calidad de la red de zonas específicas</i>
			<i>Tendido de nuevas líneas de distribución con secciones superiores a las existentes, optimización del reparto de cargas entre las mismas, tanto en BT como en MT, disminuyendo el grado de saturación de la red de distribución y las distancias de suministro.</i>
		<b>Mejora de los factores de potencia</b>	<i>Mejora del factor de potencia, incrementando el número de baterías de condensadores que permiten compensar la potencia reactiva y aumentar la capacidad</i>
		<b>Elevación de las tensiones</b>	<i>Elevación de tensiones y normalización de las tensiones de suministro en BT a los clientes finales</i>
		<b>Incremento de secciones de líneas/cables</b>	<i>Renovación y aumento de sección de líneas concretas</i>
	<i>En aquellas líneas que han finalizado su vida útil y que se pudiese acometer su renovación en el caso de que todos los organismos afectados den su conformidad, se construirán nuevas líneas con mayor sección de la actual para mitigar las pérdidas</i>		
	<b>Nuevas subestaciones o trafos</b>	<i>Construcción de nuevos CTs y subestaciones, con objeto de disminuir las distancias hasta los puntos de suministro.</i>	
	<b>Medidas relacionadas con la operación y gestión de la red</b>	<b>Optimización de la red de BT</b>	<i>Optimización del reparto de cargas entre fases de una misma línea de BT, disminuyendo y homogeneizando el grado de saturación de dichas fases.</i>
			<i>Medida y supervisión de instalaciones en BT para su medida y control.</i>
		<b>Optimización de la red mallada</b>	<i>Instalación de equipos de control y monitorización de la red</i>

<b>Disminución de Pérdidas Fijas</b>	Sustitución de Transformadores	<i>Uso de transformadores con menores niveles de pérdidas, conforme a lo prescrito por la normativa de aplicación correspondiente.</i>
<b>Disminución de Pérdidas relacionadas con el autoconsumo de la Red</b>	Instalación de LED en subestaciones	<i>Sustitución del Alumbrado actual en las subestaciones y CTs por luminarias tipo LED</i>

Conviene mencionar, tal y como pone de manifiesto alguna de estas empresas, que aun siendo muy inferior en importancia respecto a las medidas anteriores, la mejora de aislamiento, en especial en las zonas con salinidad o contaminación, las medidas de limpieza o sustitución de aisladores son importantes para disminuir la energía que se deriva por estos conceptos. Esta acción también beneficia a la disminución de las interrupciones del servicio.

En general, varias de estas empresas ponen de manifiesto que la legislación sectorial vigente no deja mucho margen de maniobra a las empresas distribuidoras en lo relativo a su libertad de inversión. En este sentido, destacan que, por un lado, se limita la cuantía máxima de inversión y, por otro, los precios unitarios de aplicación a las inversiones en instalaciones no contemplan la introducción de nuevos materiales o equipos que puedan tener inicialmente costes superiores a los referidos precios unitarios, pero que mejorarían la eficiencia energética de las redes.

Es decir, según señalan estas empresas, la inversión en la red por encima de los precios fijados por la Administración supone no ver reconocidos estos costes y, por tanto, la falta de incentivos para que las empresas afronten inversiones en eficiencia energética puede suponer un problema. Asimismo, indican que tampoco ayuda a la innovación técnica en la red la dificultad para las empresas de ámbito local para acceder a las líneas oficiales de ayudas para I+D, proyectos europeos de investigación, etc.

De la información remitida por este colectivo de empresas se deduce por tanto que, si bien existen posibilidades de mejora de eficiencia energética en las redes, para su incorporación reclaman un marco regulatorio estable y continuo en el tiempo, que incentive al distribuidor a llevar a cabo estas inversiones, ya sea por la aplicación de precios unitarios, por límite de inversión o por incentivos sobre pérdidas.

#### **4. EMPRESAS QUE NO HAN REMITIDO INFORMACIÓN**

El artículo 65.6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, tipifica como infracción grave el incumplimiento de cuantas obligaciones de remisión de información se deriven de la aplicación de la normativa vigente o resulten del previo requerimiento por parte de la Administración Pública,

incluida la CNMC en el ámbito de sus funciones. Asimismo, se considera infracción grave la no remisión de la información en la forma y plazo que resulte exigible.

En este sentido, cabe destacar que no se ha recibido la información a que hace referencia la disposición adicional sexta del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de las siguientes 93 empresas distribuidoras de electricidad:

**Tabla 10. Empresas que no han remitido información**

<b>Código</b>	<b>Empresa</b>
R1-009	ELECTRICA CONQUENSE DISTRIBUCION, S.A.U.
R1-026	ENERGIAS DE ARAGON I, S. L. U. (EASA)
R1-027	COMPAÑÍA MELILLENSE DE GAS Y ELECTRICIDAD, S.A.
R1-029	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DEL SIL, S.L.
R1-031	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA ENRIQUE GARCIA SERRANO, S.L.
R1-032	REPSOL ELECTRICA DE DISTRIBUCION, S.L.
R1-043	ANSELMO LEON DISTRIBUCION, S.L.
R1-045	ELECTRA AUTOL, S.A.
R1-055	AGUAS DE BARBASTRO ELECTRICIDAD, S.A.
R1-060	SUMINISTROS ESPECIALES ALGINETENSES, S. COOP. V.
R1-062	SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.
R1-066	ELECTRICA VAQUER, S.A.
R1-077	ELECTRICA CORVERA, S.L.
R1-088	ELECTRICA DE CANILES, S.L.
R1-093	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LARRAÑAGA, S.L.
R1-103	HIDROELECTRICA SAN CIPRIANO DE RUEDA, S.L.
R1-107	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA DEL BAGES, S.A.
R1-119	LEANDRO PEREZ ALFONSO, S.L.
R1-120	SOCIEDAD DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE ELORRIO, S.A.
R1-125	ELECTRICA DE ERISTE, S.L.
R1-126	ELECTRICIDAD HIJATE, S.L.
R1-128	ELECTRICA DE CHERA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA
R1-131	ISMAEL BIOSCA, S.L.
R1-135	ELECTRA LA ROSA, S.L.
R1-137	HEREDEROS DE GARCIA BAZ, S.L.
R1-139	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD MARTOS MARIN, S.L.
R1-152	ELECTRICA DE MELIANA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA
R1-155	ELECTRICA DE VINALES, S.C.V.
R1-158	ELÉCTRICA DE SOT DE CHERA, SOC. COOPERATIVA VALENCIANA
R1-172	SUMINISTROS ELECTRICOS DE AMIEVA, S.L.
R1-176	ELECTRICA DE JAFRE, S.A.
R1-179	ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGETICAS, S.A. (AAESA)
R1-182	FUENTES Y COMPAÑIA, S.L.

<b>Código</b>	<b>Empresa</b>
R1-184	ANTOLINA RUIZ RUIZ, S.L.U.
R1-192	ELECTRO DISTRIBUIDORA CASTELLANO LEONESA, S.A.
R1-194	EMPRESA ELECTRICA DE SAN PEDRO, S.L.
R1-197	EBROFANAS, S.L.
R1-202	MOLINO VIEJO DE VILALLER, S.A.
R1-205	ICASA DISTRIBUCION ENERGIA, S.L.
R1-216	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA NAVASFRIAS, S.L.
R1-218	HIDROELECTRICA DE CATALUNYA, S.L.
R1-224	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE MONTOLIU, S.L. U.
R1-236	EL PROGRESO DEL PIRINEO, S.L.
R1-238	EMILIO PADILLA E HIJOS, S.L.
R1-241	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA TORRECILLAS VIDAL, S.L.
R1-245	DECAIL ENERGÍA,S.L.
R1-253	COMPAÑIA ELECTRICA DE FERREZ, S.L.
R1-254	ELECTRA SALTEA, S.L.
R1-257	HIJOS DE FRANCISCO ESCASO S.L.
R1-258	MILLARENSE DE ELECTRICIDAD, S.A.U
R1-260	ELECTRA LA HONORINA, S.L.
R1-265	HEREDEROS DE MARIA ALONSO CALZADA-VENTA DE BAÑOS, S.L.
R1-268	ELECTRADISTRIBUCIÓN CENTELLES, 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.
R1-279	ELECTRICA DEL MONTSEC, S.L.
R1-281	ELECTRO SALLENT DE GALLEGO, S.L.
R1-289	ELECTRO ESCARRILLA, S.L.
R1-290	ELECTRICA DE ALBERGUERIA, S.A
R1-291	EMPRESA ELECTRICA DE JORQUERA, S.L.
R1-294	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A.
R1-297	ELECTRA ORBAICETA, S.L.
R1-300	ELECTRICAS DE VILLAHERMOSA, S.A.
R1-301	ALARCON NAVARRO EMPRESA ELECTRICA, S.L.
R1-304	HIDROFLAMICELL, S.L.
R1-305	SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LLAVORSÍ, S.L.
R1-307	CENTRAL ELECTRICA DE POZO LORENTE, S. L.
R1-310	AGRUPACION DISTRIBUIDORA DE ESCUER, S.L.
R1-314	EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓN DENERGIA ELÉCTRICA DE PONTS, S.L.
R1-323	FUERZAS ELECTRICAS BOGARRA, S.A.



<b>Código</b>	<b>Empresa</b>
R1-324	COMMODITY ENERGIA 2002, S.L.
R1-326	ELECTRA TUDANCA, S.L.
R1-327	ELECTRICA ANTONIO MADRID, S.L.
R1-330	EMPRESA ELÉCTRICA DEL CABRIEL, S.L.
R1-335	SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES DE CHULILLA, S.L.
R1-339	ELEKTRA URDAZUBI, S.L.
R1-340	ELÉCTRICA COSTUR, S.L.,
R1-341	TALARN DISTRIBUCIÓN MUNICIPAL ELÉCTRICA, S.L.,
R1-343	ENERGÍAS DE LA VILLA DE CAMPO, S.L.U.
R1-345	ALCONERA DE ELECTRICIDAD, S.L.U.
R1-346	ELECTRICAS TUEJAR, S.L.
R1-347	ELECTRICA SALAS DE PALLARS, S.L.
R1-349	LA CONSTANCIA-ARÉN, S.L.
R1-352	ELÉCTRICAS HIDROBESORA, S.L.
R1-356	COOPERATIVA VALENCIANA ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUMBRADO SERRALLO
R1-358	ELÉCTRICAS DE VALLANCA, S.L.
R1-359	ELECTRO MANZANEDA, S.L.
R1-361	DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS DE GISTAÍN S.L.
R1-362	ENERGÍAS DEL ZINQUETA SL

## 5. EVALUACIÓN DE LAS PROPUESTAS Y CONCLUSIONES

Analizadas las medidas para mejorar la eficiencia energética propuestas por las empresas distribuidoras y por REE, como empresa titular de instalaciones de transporte de electricidad, en sus *Informes de Evaluación del Potencial de Eficiencia Energética de sus infraestructuras*, esta Comisión considera adecuadas las actuaciones propuestas, teniendo en cuenta que las mismas han sido analizadas considerando las características concretas de la red a la que se refieren.

En este sentido, si bien en algunos casos no se adjunta un análisis coste-beneficio detallado de las medidas propuestas, debido entre otras causas a la complejidad que conlleva la realización de los mismos, se valora positivamente el esfuerzo de análisis que han llevado a cabo las empresas que han remitido la información, identificando aquellos campos con mayor potencial de ahorro energético de sus redes y justificando las medidas analizadas para lograr un aprovechamiento óptimo de dicho potencial.

Por otro lado, dado que gran parte de las actuaciones propuestas se encuentran incluidas en los planes de inversión anuales y plurianuales que, en virtud de lo establecido en el artículo 16 del Real Decreto 1048/2013 las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben presentar para su aprobación a las respectivas Comunidades Autónomas y a la Secretaría de Estado de Energía, se podrá comprobar si tales actuaciones son finalmente

ejecutadas, debiendo justificar, en caso contrario, su no realización, ello también de acuerdo a lo establecido en el citado Real Decreto.

En cualquier caso, tal y como se puso de manifiesto en el *Informe relativo a las alternativas de regulación en materia de reducción de pérdidas y tratamiento del fraude en el suministro eléctrico*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión del día 16 de julio de 2015, el deterioro del nivel de pérdidas de las redes que se ha detectado en los últimos años requiere la revisión del actual incentivo de los distribuidores a la reducción de pérdidas, con el fin de incrementar su impacto sobre los mismos, haciéndolos más sensibles a su coste. Dicha mejora en la regulación del incentivo a la reducción de pérdidas se considera fundamental para lograr los objetivos perseguidos por la Directiva 2012/27/UE en lo que se refiere a la mejora de eficiencia energética de las infraestructuras de electricidad, ya que se incentivaría a los gestores de las redes a mejorar la eficiencia en el diseño y el funcionamiento de sus infraestructuras, tal y como se establece en la citada Directiva.

Así mismo, en línea con lo manifestado por la mayoría de las empresas distribuidoras, dado que el deterioro progresivo de las pérdidas del sistema se debe en gran medida al incremento del fraude en diferentes modalidades, se hace necesario el desarrollo de una normativa que aclare los distintos aspectos relacionados con el fraude eléctrico y su tipología, así como el tratamiento y las actuaciones a llevar a cabo al respecto, al objeto de dotar a los distribuidores de los instrumentos necesarios para combatirlo, a la vez que se garantizan los derechos de los consumidores. En este sentido, se considera imprescindible que por parte de la Secretaría de Estado de Energía se tome en consideración la propuesta normativa contenida en el reiterado Informe de 16 de julio de 2015.

Finalmente, cabe destacar que, en línea con lo señalado por la Comisión Europea en sus recomendaciones regulatorias para el desarrollo de la flexibilidad<sup>2</sup>, se requiere un marco regulatorio estable, predecible y apropiado, que incluya los incentivos adecuados para hacer frente a las mejoras necesarias en la red y para el desarrollo de las redes inteligentes, las cuales juegan un papel fundamental de cara a la transición a infraestructuras de electricidad cada vez más eficientes.

En virtud de cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria,

### **ACUERDA**

Emitir informe favorable en relación con los informes de evaluación del potencial de eficiencia energética de las infraestructuras de distribución y

---

<sup>2</sup> SGTF-EG3 Report: Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility. January 2015

transporte de electricidad remitidos por las empresas, debiéndose tener en cuenta, no obstante, las consideraciones incluidas en el presente informe en lo que se refiere a la necesidad de introducir mejoras regulatorias.

Notifíquese el presente informe a la Secretaría de Estado de Energía, de acuerdo con lo establecido en el apartado 3 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre.