
La retribución de la distribución de electricidad en España y el Modelo de Red de Referencia

TOMÁS GÓMEZ

Instituto de Investigación Tecnológica, UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS, ESPAÑA. E-mail: tomas.gomez@iit.upcomillas.es

CARLOS MATEO

Instituto de Investigación Tecnológica, UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS, ESPAÑA. E-mail: carlos.mateo@iit.upcomillas.es

ÁLVARO SÁNCHEZ

Instituto de Investigación Tecnológica, UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS, ESPAÑA. E-mail: alvaro.sanchez@iit.upcomillas.es

JAVIER REÑES

Instituto de Investigación Tecnológica, UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS, ESPAÑA. E-mail: javier.reneses@iit.upcomillas.es

MICHEL RIVIER

Instituto de Investigación Tecnológica, UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS, ESPAÑA. E-mail: michel.rivier@iit.upcomillas.es

RESUMEN

El Real Decreto 222/2008 estableció un nuevo modelo retributivo para la actividad de la distribución de la energía eléctrica en España. En esta normativa se contempla la utilización de un modelo de red para fijar algunos de los parámetros que intervienen en la fórmula retributiva de cada empresa distribuidora. En este artículo se presentan los fundamentos y principales características del modelo conocido como Modelo de Red de Referencia del Sistema Eléctrico Nacional que ha sido desarrollado por los autores y es utilizado por la Comisión Nacional de la Energía con tal fin. También se presentan a modo ilustrativo algunos resultados obtenidos con dicho modelo.

Palabras clave: Distribución de electricidad, planificación de redes, benchmarking.

The Remuneration of Electricity Distribution in Spain and the Reference Network Model

ABSTRACT

The Royal Decree 222/2008 set a new method for the remuneration of the electricity distribution in Spain. This legislation introduced the use of a network model to calculate some of the parameters of the remuneration formula for each distribution company. In this paper the basics and main characteristics of the network model, known as Reference Network Model for the National Electricity System, are presented. This model has been developed by the authors and is used by the National Energy Commission with such object. In addition, for illustrative purposes, some results obtained by the model are presented.

Keywords: Electricity Distribution, Network Planning, Benchmarking.

Clasificación JEL: D21, D42, D82, C81, C88, L12, L51, L52, L94

Artículo recibido en febrero de 2011 y aceptado en mayo de 2011

Artículo disponible en versión electrónica en la página www.revista-eea.net, ref. e-29205

1. INTRODUCCIÓN

Como consecuencia de los procesos de liberalización y reestructuración acaecidos en el sector eléctrico en la década de los noventa, las empresas eléctricas verticalmente integradas como monopolios se han separado en distintas empresas que desarrollan actividades de distinta naturaleza. Así, la generación y comercialización de electricidad se consideran actividades realizadas en régimen de competencia abierta, mientras que el transporte y la distribución de electricidad se siguen considerando monopolios regulados [Rothwell y Gómez 2003]. La ortodoxia regulatoria exige una separación estricta entre ambos tipos de actividad para evitar subsidios cruzados desde la actividad regulada hacia la actividad liberalizada, que pudieran distorsionar y perjudicar el juego competitivo eficiente de esta última.

En España, la Ley del Sector Eléctrico 54/1997 introdujo esta nueva estructura del sector estableciendo un mercado mayorista de producción de electricidad y separando la actividad de comercialización de la distribución de electricidad [BOE 1997]. El desarrollo de esta ley ha supuesto que, a día de hoy, las empresas distribuidoras en España sólo realicen actividades de red, mientras que las empresas comercializadoras se encargan de la venta de la energía a consumidores finales realizando esta actividad en competencia [DOUEL 2009].

La actividad de distribución de electricidad, al igual que el transporte, presenta características de monopolio natural debido a economías de escala crecientes, donde los costes fijos de inversión y mantenimiento predominan sobre los costes variables relacionados con el transporte de la energía. Resulta también ineficiente hacer competir a dos empresas en el mismo territorio desarrollando la infraestructura de red, pues al final se duplicarían instalaciones de forma innecesaria. Por tanto, la actividad de distribución debe regularse como un monopolio natural otorgando licencias, normalmente asociadas a un territorio, para el desarrollo de la actividad [Viscusi et al. 1995].

La regulación económica de la actividad de distribución se basa en que el regulador fija la remuneración que la empresa recibe por el ejercicio de dicha actividad. El regulador determina y establece estos ingresos regulados de acuerdo a sus estimaciones de los costes eficientes necesarios para desarrollar la actividad, y que comprenden: i) las inversiones en infraestructuras, ii) los costes de operación y mantenimiento de las mismas, y iii) otros costes administrativos y comerciales, incluyendo tasas y tributos.

Tradicionalmente, la regulación de las empresas eléctricas ha estado basada en un esquema conocido como coste del servicio o tasa de retorno. El regulador, bajo este esquema, determinaba cada año la remuneración que le correspondía a la empresa regulada como la suma de: i) los costes operativos, ii) las amortizaciones anuales del inmovilizado bruto, y iii) una tasa de retorno aplicada a la base de capital de la empresa (inmovilizado neto). De esta forma

se aseguraba a la empresa la recuperación del capital invertido y de unos costes entendidos como razonables para la prestación del servicio. Tras los procesos de reestructuración y con la desintegración vertical de actividades, las actividades de red, transporte y distribución, han pasado a ser reguladas con esquemas conocidos como regulación por incentivos [Laffont y Tirole 1993]. En concreto, hoy en día la actividad de distribución en la mayoría de los países europeos y también en otras partes del mundo, se regula mediante fórmulas de limitación de precios (*price cap*) o limitación de ingresos (*revenue cap*) por períodos plurianuales de 4 o 5 años [Gómez y Rivier 2000]. La ventaja de este modelo es que incentiva la eficiencia y la reducción de costes por parte de las empresas, sabiendo éstas ex ante sus ingresos, y por tanto pudiendo disfrutar de mayores beneficios derivados de una gestión eficiente [Joskow 2006]. Este tipo de esquema de limitación de ingresos se implantó también en España a partir del año 1998, formalizándose con el Real Decreto 222/2008, tal y como se explica en mayor detalle en el apartado 2 [BOE 2008a].

Uno de los aspectos críticos en el desarrollo de la regulación económica es el conocido como asimetría de información entre el regulador y las empresas. El regulador debe basar su estimación de los costes eficientes para la prestación del servicio, en la información suministrada por las propias empresas, las cuales tendrán incentivos evidentes para proporcionar información sesgada en su propio interés [Viscusi et al 1995]. Este efecto es relevante en el caso de la distribución de electricidad caracterizada por miles de instalaciones: subestaciones, transformadores y líneas, de diferente naturaleza y distribuidas por todo el territorio nacional con millones de puntos de suministro. En España, durante varios años, el regulador ha desarrollado el Modelo de Red de Referencia del Sistema Eléctrico Nacional. Se trata de una herramienta cuyo principal objetivo es disminuir la asimetría de información para la regulación de la actividad de distribución y de poder medir de forma comparativa y equitativa el desempeño de cada una de las empresas bajo un mismo patrón (*benchmarking*) [Gómez 2007].

El Modelo de Red de Referencia es un modelo de planificación de redes de distribución eléctrica en zonas de gran tamaño, provincias con cientos de miles de consumidores, que optimiza el diseño de las ampliaciones y refuerzos de red para abastecer nuevos suministros o conectar nuevas plantas de generación. Este modelo dimensiona la nueva red minimizando los costes de inversión y operación y mantenimiento en instalaciones, siguiendo los criterios técnicos de planificación establecidos por el regulador, y respetando las restricciones geográficas impuestas por el terreno en el tendido de la red, tanto dentro de los núcleos de población como en las zonas rurales y espacios naturales [Mateo et al. 2011].

Este artículo presenta el papel que la regulación española otorga al Modelo de Red de Referencia para el cálculo de los ingresos regulados de cada una de las empresas de distribución eléctrica en períodos de cuatro años y sus correspondientes actualizaciones anuales. Asimismo, se describen las principales características del modelo y los principales datos de entrada y resultados proporcionados por el mismo. Por último, se presentan distintos casos para ilustrar su aplicación en la regulación de la actividad de distribución en España.

2. LA RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

2.1. Régimen económico anterior al Real Decreto 222/2008

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico establece que la distribución de energía eléctrica tiene carácter de actividad regulada, cuyo régimen económico será objeto de desarrollo reglamentario por parte del Gobierno. Así el Real Decreto 2819/1998 estableció el régimen económico de la actividad de distribución de energía eléctrica, que se ha estado aplicando hasta el año 2008 [BOE 1998]. La retribución de las empresas distribuidoras estaba fijada utilizando un esquema de limitación de ingresos (*revenue cap*), en el que la remuneración R que recibía una empresa i en un año n se calculaba a partir de la recibida en el año anterior según la siguiente fórmula:

$$R_{i,n} = R_{i,n-1} \cdot \left(\frac{IPC - 1}{100} \right) \cdot (1 + (\Delta D \cdot Fe)) \quad (1)$$

Siendo IPC el índice de precios al consumo para el año en cuestión en tanto por ciento, ΔD la variación de la demanda entre los dos años y Fe un factor de economías de escala (cuyo valor máximo se fijaba en 0.4). De este modo, la remuneración para un año se actualizaba de acuerdo a dos factores. El primero tenía en cuenta el índice de precios, incluyendo un factor de eficiencia (fijado al 1%) del tipo $RPI-X$ que se comenzó a utilizar en Gran Bretaña [Jamash y Pollitt 2007]. El segundo consideraba el crecimiento de la demanda a lo largo del año, matizado por un factor de economía de escala.

2.2. Régimen económico posterior al Real Decreto 222/2008

El anterior marco normativo, aun constituyendo un paso importante hacia una regulación por incentivos, adolecía de importantes deficiencias que se trataron de subsanar con un nuevo esquema retributivo, establecido en el Real Decreto 222/2008. Una primera deficiencia importante es que no se establecían períodos regulatorios, al final de los cuales el regulador analizase la situación real de las empresas, valorase la eficiencia de sus decisiones y estableciese un nuevo punto de partida para la remuneración del siguiente período regulatorio.

Este aspecto se introdujo en el nuevo marco, estableciendo períodos regulatorios de cuatro años.

Otro aspecto de gran importancia es que el anterior marco retributivo no particularizaba el factor de crecimiento de la demanda (ni ningún otro factor) para cada empresa por lo que la remuneración de todas las empresas evolucionaba de igual forma. La realidad es que unas empresas tenían un incremento de mercado mayor que otras, e ignorarlo resultaba a todas luces discriminatorio [Gómez, 2007]. Este aspecto también ha sido solucionado con el Real Decreto 222/2008, ya que se determina la retribución utilizando una fórmula de limitación de ingresos individualizada por empresa [BOE, 2008a].

Por último, otro aspecto relevante que ha sido abordado en la nueva regulación ha sido la inclusión de dos incentivos (o penalizaciones): uno ligado a la mejora en la calidad de servicio y otro a la reducción de pérdidas.

Así, la fórmula utilizada para determinar la retribución R de una empresa i en un año n del período regulatorio es:

$$R_{i,n} = (R_{i,n-1} - Q_{i,n-2} - P_{i,n-2}) \cdot (1 + IA_n) + Y_{i,n-1} + Q_{i,n-1} + P_{i,n-1} \quad (2)$$

donde Q representa el incentivo o penalización ligado a la calidad de servicio, para cada empresa y cada año; P es el incentivo o penalización ligado a la reducción de pérdidas para cada empresa y cada año; Y representa la variación de la retribución reconocida a cada empresa por el aumento de actividad durante un determinado año; IA es el índice de actualización de precios de un determinado año, que se determina, a partir del índice de precios al consumo IPC y del índice de precios industriales $IPRI$, ambos en tanto por ciento, mediante la siguiente fórmula:

$$IA_n = 0,2 \cdot \frac{IPC_{n-1} - 0,8}{100} + 0,8 \cdot \frac{IPRI_{n-1} - 0,4}{100} \quad (3)$$

Seguidamente, se explica el sentido y se desarrolla el cálculo de cada uno de los términos de la expresión que determina la retribución de las empresas distribuidoras.

2.2.1. Determinación de la retribución de referencia

Como se acaba de ver la retribución de la actividad de distribución en un año del período regulatorio se basa en la retribución del año anterior, al igual que lo hacía el anterior marco normativo. La novedad en este sentido es que, al comienzo de cada período regulatorio, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio establece (previa propuesta de la Comisión Nacional de la Energía) una retribución de referencia para cada una de las empresas distribuidoras. Y

esta retribución R_{base} para la empresa i se determina de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$R_{i,base} = CI_{i,base} + COM_{i,base} + OCD_{i,base} \quad (4)$$

donde CI_{base} representa los costes de inversión, que incluyen un término de amortización del inmovilizado y un término de retribución de los activos netos, utilizando el coste de capital medio ponderado ($WACC$). El Real Decreto 222/2008 no especifica la metodología para determinar la base de capital, aunque resulta previsible que en la próxima revisión tarifaria del año 2013, el Modelo de Red de Referencia juegue un papel relevante en su determinación. COM_{base} representa los costes de operación y mantenimiento, que se determinan utilizando el inventario auditado y unos costes unitarios medios en los que se introduce competencia referencial. Hay que destacar que, para el caso de las instalaciones no auditadas (de baja tensión), para determinar este coste se utilizará el Modelo de Red de Referencia. Por último, OCD_{base} es la retribución por otros costes, tales como gestión comercial, planificación de las redes, tasas de ocupación de la vía pública, etc.

2.2.2. Variación de la retribución debido al incremento de actividad

Dentro de un mismo período regulatorio, la actualización de la retribución de un año a otro incluye un término (el término Y) que viene a dar respuesta al incremento de actividad de las empresas distribuidoras (aumento en los costes de inversión, operación y mantenimiento) provocado por tener que atender los incrementos de demanda de los consumidores en ese año (aumentos de demandas ya existentes y aparición de nuevos puntos de suministro). El Real Decreto 222/2008 establece que estos incrementos se determinarán utilizando el Modelo de Red de Referencia. Hay que destacar que, en las propuestas elevadas por la Comisión Nacional de la Energía durante el presente período regulatorio ya se ha utilizado dicho modelo para este propósito.

En un contexto como el actual, en el que aparecen años con crecimientos muy pequeños e incluso negativos de la demanda eléctrica, con el régimen económico anterior al RD 222/2008, la remuneración base podría disminuir como se desprende de la ecuación (1), cuando la realidad es que las empresas tienen que seguir invirtiendo. Un Modelo de Red de Referencia tiene en cuenta esta realidad, de modo que, aunque no resulte necesario realizar inversiones asociadas a un crecimiento vegetativo total de la demanda, sí lo serán tanto para dar servicio a nuevos clientes, como para posibles crecimientos locales de demanda.

2.2.3. Incentivo o penalización ligado a la calidad de servicio

El cálculo del incentivo (o penalización) ligado a la calidad de servicio se establece en el Anexo I del Real Decreto 222/2008 y ha sido modificado por la disposición final cuarta de la Orden ITC/3801/2008 [BOE 2008b]. Para cada empresa i este incentivo se limita al $\pm 3\%$ de la retribución de la empresa en el año anterior, y se calcula utilizando un término asociado al cumplimiento del TIEPI y otro al cumplimiento del NIEPI. TIEPI y NIEPI son indicadores de continuidad del suministro que miden respectivamente el tiempo de interrupción equivalente y el número de interrupciones equivalente por unidad de potencia instalada en centros de transformación. Estos indicadores se calculan por períodos anuales y para cada una de las distintas zonas de cada empresa, clasificadas como: i) urbanas, ii) semi-urbanas, iii) rural concentrado, y iv) rural disperso [BOE, 2000]. La fórmula del incentivo es:

$$Q_i = QTIEPI_i + QNIEPI_i \quad (5)$$

Siendo:

$$QTIEPI_i = P_{TIEPI} \cdot \sum_z [Pot_{i,z} \cdot (TIEPIobj_{i,z} - TIEPIreal_{i,z})] \quad (6)$$

$$QNIEPI_i = P_{NIEPI} \cdot \sum_z [Cli_{i,z} \cdot (NIEPIobj_{i,z} - NIEPIreal_{i,z})] \quad (7)$$

Los incentivos unitarios P_{TIEPI} y P_{NIEPI} están fijados a unos valores de 100 c€/kWh y 150 c€/cliente e interrupción, respectivamente. $Pot_{i,z}$ y $Cli_{i,z}$ representan la potencia instalada y el número de clientes en cada zona z de la empresa i . Los valores para medir el cumplimiento de la calidad $TIEPIreal$ y $NIEPIreal$ se determinarán como la media de los obtenidos por la empresa (de acuerdo a la Orden ECO 797/2002) en cada zona durante los últimos tres años¹. Por último, los objetivos de calidad $TIEPIobj$ y $NIEPIobj$ se calculan como la media entre los valores reales obtenidos por la empresa y por el conjunto del sector durante tres años: desde cinco años antes al año analizado hasta 3 años antes. Así, para el año 2011 se utilizarán los valores reales de la empresa y del sector para los años 2006 a 2008. Para calcular los correspondientes a los años 2008 a 2010, de manera transitoria, se utilizarán los valores entre 2005 y 2007.

2.2.4. Incentivo o penalización ligado a la reducción de pérdidas

El incentivo (o penalización) ligado a la reducción de pérdidas se estableció en el Anexo II del Real Decreto 222/2008. No obstante, posteriormente ha

¹ Transitoriamente, para el año 2009 sólo se utilizarán los valores reales de 2008 y para el año 2010 la media entre 2008 y 2009.

quedado derogado dicho anexo mediante la Orden ITC/2524/2009, que entró en vigor el 1 de enero de 2011 [BOE 2009]. En esta Orden, se establece que el incentivo para la reducción de pérdidas de la empresa i se limita al $\pm 2\%$ de la retribución de la empresa en el año anterior y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P_i = \alpha \cdot \sum_h [Pm_h \cdot (Eobj_{i,h} - Ereal_{i,h})] \quad (8)$$

En esta expresión se suma, para todas las horas h del año, el producto del precio unitario Pm de la energía de pérdidas (que coincide con el precio del mercado diario para la correspondiente hora) por la diferencia entre la energía objetivo de pérdidas $Eobj$ y la energía real de pérdidas $Ereal$ de la empresa i . El anterior ahorro en pérdidas se repercute según un coeficiente α (que ha quedado establecido de manera transitoria a un valor de 0,2) a las empresas distribuidoras, es decir que una proporción de $1-\alpha$ del ahorro en pérdidas se trasladan al consumidor. El objetivo de pérdidas para cada empresa se calcula utilizando la energía consumida por los clientes, los coeficientes estándar de pérdidas y unos coeficientes zonales de pérdidas que permiten tener en cuenta las particularidades de cada empresa (orografía, densidad de consumo, etc.). Estos coeficientes zonales han sido propuestos por la Comisión Nacional de la Energía utilizando el Modelo de Red de Referencia, tal y como se establece en dicha orden.

3. EL MODELO DE RED DE REFERENCIA

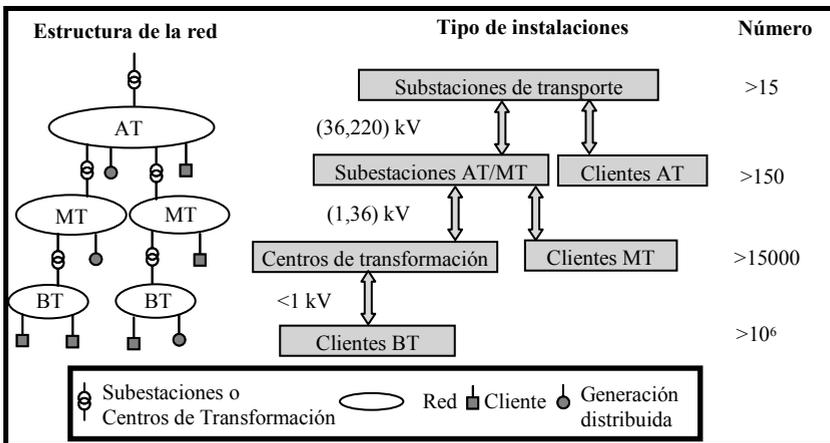
3.1. Descripción del Modelo

Los Modelos de Red de Referencia (MRR) son modelos que planifican redes eléctricas, pero con una escala mucho mayor de la habitual. Típicamente, los modelos de planificación trabajan con una zona reducida de la red, ya sea en términos de nivel de tensión, de área o de número de instalaciones involucradas. Estos modelos de planificación, en los casos de estudio de mayor escala, representan redes con cientos o miles de nudos. El objetivo de estos modelos suele ser determinar las decisiones óptimas de inversión en zonas concretas para conocer la expansión más adecuada de la red con la que abastecer un conjunto de nuevos clientes. En ocasiones, las posibles opciones de expansión están predeterminadas y los modelos tienen que utilizar todos sus recursos para determinar la mejor opción entre las que se plantean [Peco 2001].

Sin embargo, la escala y los objetivos de un Modelo de Red de Referencia son radicalmente diferentes [Román et al 1999], habiéndose llegado a utilizar en zonas de hasta 700000 nudos. La Figura 1 muestra la estructura típica de una red de distribución diseñada por los MRRs. Estas redes abarcan al menos tres

niveles de tensión: alta, media y baja tensión. Las redes de alta tensión sirven para distribuir la electricidad a grandes distancias, mientras que las redes de baja tensión distribuyen la electricidad dentro de un mismo núcleo de población. Clientes de gran consumo pueden estar directamente conectados a las redes de alta o media tensión, mientras que los usuarios domésticos suelen conectarse en baja tensión. La conversión de la energía eléctrica de un nivel de tensión a otro se realiza en las subestaciones y los centros de transformación por medio de los transformadores. Las redes de distribución (típicamente de nivel regional) son alimentadas desde las redes de transporte de muy alta tensión (que son las que vertebran de forma mallada el sistema eléctrico nacional) con energía procedente de grandes plantas generadoras. Las subestaciones de transporte son los puntos de conexión de la red de distribución, de la que se ocupa este artículo, con la red de transporte. Hoy en día, es también bastante común la existencia de generación distribuida, por ejemplo de tipo eólico o solar fotovoltaico, que inyecta directamente energía en la red de distribución [Mateo et al 2010].

Figura 1
Estructura de la red de distribución



Fuente: Elaboración propia.

El diagrama de bloques de un MRR se esquematiza en la Figura 2. El modelo construye y propone una red de distribución para alimentar, desde la ubicación prefijada de las subestaciones de transporte, cada una de las demandas individuales, identificadas por su potencia y ubicación geográfica exacta. De esta forma las redes que diseñan los MRRs podrán servir de contraste con las redes reales. Así, el MRR se alimenta de un conjunto de datos reales. En particular, los datos reales más relevantes utilizados son la ubicación

geográfica de cada cliente, su nivel de tensión y su potencia adscrita, y una información del mismo tipo para la generación distribuida. Asimismo el modelo se alimentará con la ubicación de los puntos de inyección de energía procedentes de las subestaciones de transporte. Opcionalmente, si se desea ajustar aún más la realidad de la red de distribución desarrollada por las empresas, el modelo permite fijar también la ubicación de cada centro de transformación y de cada subestación AT/MT. La Comisión Nacional de Energía dispone de esta información, gracias a los datos remitidos a ella por las empresas, según un formato establecido en las circulares de petición de información [BOE 2006]. Este esfuerzo importante de recopilación de información ha ayudado ya por sí mismo a disminuir la asimetría de información entre el regulador y las empresas distribuidoras.

Además el MRR, al planificar la red de distribución, deberá ajustarse a ciertas restricciones adicionales para poder proporcionar resultados realistas. Por ejemplo, dentro de los núcleos de población el trazado de las líneas eléctricas debe adecuarse a un callejero. El propio modelo, en aras a garantizar un tratamiento exquisitamente equitativo entre las empresas, es el que automáticamente identifica los contornos de los núcleos de población y construye los callejeros a partir de los datos de posición geográfica de las demandas que le han sido proporcionadas. Por otro lado, el modelo también respeta zonas prohibidas de paso (que se le introducen como dato), que las líneas eléctricas deben evitar, como lagos, reservas naturales o territorio marino en la costa. Asimismo existen importantes restricciones de tipo eléctrico a tener en cuenta en el diseño de la red, como por ejemplo, los límites admisibles de caídas de tensión en los puntos de suministro y de sobrecargas en todos los equipos (líneas y transformadores).

Para el diseño de las redes se utiliza un catálogo normalizado de instalaciones, que incluye líneas eléctricas de cada nivel de tensión, equipos para la mejora de la fiabilidad (interruptores, seccionadores,...), centros de transformación y subestaciones, con valores unitarios de los parámetros eléctricos y de los costes, dependientes de la tensión y de las capacidades nominales de las instalaciones. Al margen de estos datos, existe un buen número de parámetros que pueden fijarse externamente, como por ejemplo la tasa de descuento que se utiliza para calcular el valor actual neto, o la tasa de crecimiento de la demanda y el factor de reserva que se consideran a la hora de dimensionar los equipos.

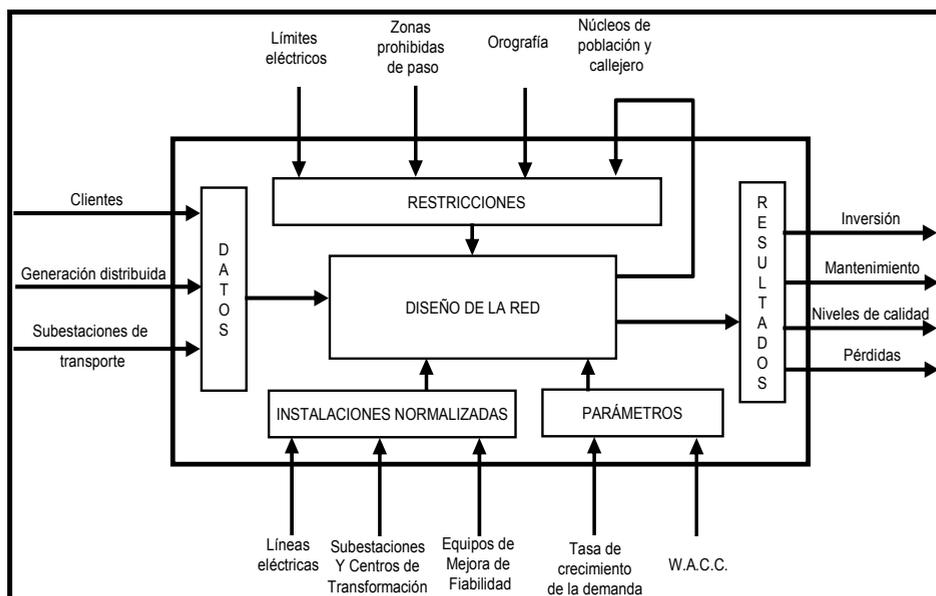
Por último el diseño de las redes debe respetar unos índices máximos de NIEPI y de TIEPI medidos como valores medios zonales.

Respetando estas restricciones, el Modelo de Red de Referencia diseña redes eléctricas, con el objetivo de minimizar su valor actual neto total (valor presente), incluyendo tanto las inversiones, como las tareas de mantenimiento

preventivo y correctivo, y teniendo en cuenta los niveles de pérdidas y de calidad de servicio a lo largo del horizonte de planificación. Dado el tamaño y la estructura compleja del problema a optimizar, el proceso de optimización utiliza heurísticos y algoritmos como el del árbol de expansión mínimo o el de intercambio de ramas, que en un problema de esta dimensión no garantizan un óptimo global, pero permiten obtener topologías de red razonables [Míguez et al 2002].

En resumen, los resultados del Modelo de Red de Referencia dependen de los valores de los parámetros y datos de entrada, de los costes y parámetros técnicos de las instalaciones normalizadas, de las restricciones que se consideren y de las demandas de clientes y producción de generación distribuida que se consideren como queda ilustrado en la Figura 2.

Figura 2
Diagrama de bloques de los Modelos de Red de Referencia



Fuente: Elaboración propia.

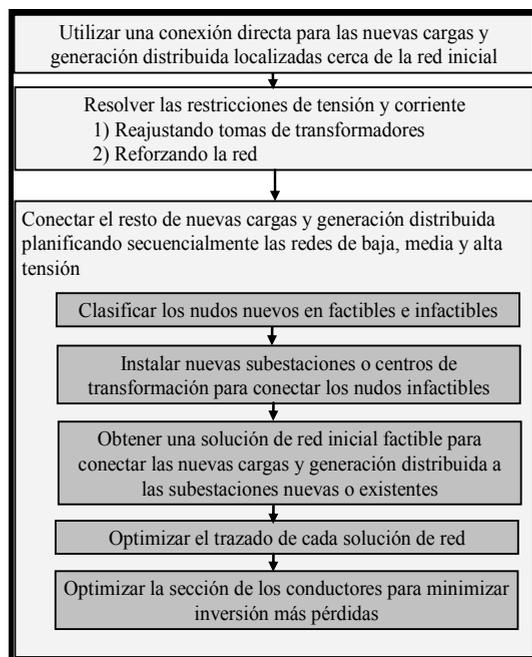
3.2. Modelo de Red de Referencia Base Cero y Modelo de Red de Referencia Incremental

Existen dos variantes del Modelo de Red de Referencia del Sistema Eléctrico Nacional. La variante conocida como Modelo de Red de Referencia Base Cero, diseña toda la red partiendo de los datos de los clientes (ubicación, potencia y nivel de tensión), de la generación distribuida y de las subestaciones de

transporte. Esta variante sirve para contrastar una red completa dada, y su uso estaría más bien relacionado con el cálculo de la remuneración base del inicio de un período regulatorio para una zona de distribución. Por el contrario la variante conocida como Modelo de Red de Referencia Incremental, parte de una red inicial, y diseña la expansión de dicha red para atender un incremento determinado de demanda o de generación distribuida. El uso de esta variante estará por lo tanto más bien orientado al análisis del incremento de remuneración asociado a un incremento de actividad provocado por un incremento de la demanda durante un período considerado.

La Figura 3 resume los principales algoritmos de planificación de redes del Modelo de Red de Referencia Incremental. Estos algoritmos conectan las nuevas demandas y los nuevos generadores distribuidos a la red, instalando y reforzando las subestaciones y centros de transformación necesarios para atender dichas nuevas demandas cumpliendo los requisitos de calidad, determinando el trazado de las nuevas líneas eléctricas requeridas, y dimensionando su sección para tener en cuenta también las pérdidas óhmicas. Para un mayor detalle referente al algoritmo de intercambio de ramas se puede consultar [Míguez et al 2002], y para aspectos más concretos de los modelos [Peco 2001] y [Mateo et al 2010].

Figura 3
Algoritmos de planificación del Modelo de Red de Referencia Incremental



Fuente: Elaboración propia.

4. CASOS DE ESTUDIO

En esta sección se muestran casos de estudio en los que se ilustra la utilización del Modelo de Red de Referencia para la regulación de distintos aspectos de la actividad de distribución. En concreto se plantean tres casos, el primero orientado a analizar la remuneración de la distribución, el segundo al cálculo de coeficientes de pérdidas zonales y el tercero al diseño de la red de baja tensión que no está inventariada por las empresas distribuidoras.

4.1. Remuneración de la distribución

Tal y como se ha comentado anteriormente, la actividad de distribución es una actividad regulada. Como se recoge en la Figura 1, el número de instalaciones que involucra la actividad de distribución es muy elevado, especialmente en baja tensión, donde se tienen millones de puntos de suministro e instalaciones. No es posible realizar un análisis individualizado de cada una de las decisiones de inversión de la empresa, por lo que resulta complejo determinar una remuneración adecuada de dicha actividad para las compañías distribuidoras. Los resultados agregados por empresa (mucho más que

individualizados equipo a equipo) de un modelo de este tipo pueden utilizarse como valor de contraste para las inversiones realmente realizadas (y auditadas) que llevan a cabo las compañías distribuidoras.

A continuación se presenta un caso que corresponde a una zona de 11000 km² que engloba 1.5 millones de clientes con 9000 MW de potencia contratada, y 223 generadores distribuidos con 188 MW de potencia instalada. La expansión se planifica para atender un crecimiento distribuido de demanda de 279 MW. Tanto para cada uno de los clientes iniciales, como para el crecimiento de la demanda, es necesario especificar como entrada para los modelos tanto sus coordenadas GPS como su potencia.

El Modelo de Red de Referencia, tras planificar una expansión de red, permite obtener los valores agregados mostrados en las Tablas 4.1 y 4.2. La primera tabla corresponde al Modelo de Red de Referencia en su variante Base Cero mientras que la segunda tabla corresponde a la variante Incremental (ejecutada a partir de los resultados de la primera como red inicial). Las instalaciones se pueden clasificar en líneas eléctricas de baja (BT), media (MT) y alta (AT) tensión; subestaciones AT/MT y centros de transformación MT/BT; así como equipos para la mejora de la fiabilidad en redes de media tensión. Por un lado se obtiene información técnica del número de unidades o kilómetros de línea, así como potencias nominales de cada componente. Además, dicha información se complementa con el coste de dichos elementos, tanto en términos de inmovilizado, como de mantenimiento preventivo y correctivo; así como niveles de pérdidas.

Tabla 1

Información agregada de las instalaciones para el suministro a una zona de 11000km² con 1.5 millones de clientes con 9000MW de potencia contratada, y 223 generadores distribuidos con 188 MW de potencia instalada

	Número o Kilómetros	Potencia total instalada [MW]	Inmovilizado [€]	Mantenimiento preventivo [€]	Mantenimiento correctivo [€]	Pérdidas [MWh]
Líneas de baja tensión (BT)	9,809		287,612,326	65,622	4,305,994	113,222
Centros de transformación (MT/BT)	8,421	2,383	280,525,287	12,384,252	944,205	70,943
Líneas de media tensión (MT)	7,719		372,582,410	4,548,979	5,041,398	133,379
Equipos para la mejora de la fiabilidad en media tensión (MT)	17,034		22,307,211	2,220,396		

Tabla 1 (continuación)

Información agregada de las instalaciones para el suministro a una zona de 11000km² con 1.5 millones de clientes con 9000MW de potencia contratada, y 223 generadores distribuidos con 188 MW de potencia instalada

	Número o Kilómetros	Potencia total instalada [MW]	Inmovilizado [€]	Mantenimiento preventivo [€]	Mantenimiento correctivo [€]	Pérdidas [MWh]
Subestaciones (AT/MT)	56	6,692	502,729,680	4,724,794	8,408	75,190
Líneas de alta tensión (AT)	1,580		241,493,359	2,114,757	708,111	33,081

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados obtenidos a partir del Modelo de Red de Referencia pueden utilizarse para contrastar el número de unidades físicas declarado por las empresas distribuidoras. Al utilizar costes unitarios estándares para cada uno de los tipos de instalaciones, permiten también contrastar directamente la mayoría de los conceptos de coste con los que se establece la remuneración base, desglosados además por tipo de instalación. Esto hace de los Modelos de Red de Referencia una herramienta de gran utilidad para el regulador en el momento de llevar a cabo la revisión tarifaria.

De acuerdo con la ecuación (4) la remuneración base se calcula como suma de los costes de inversión (CI_{base}), los costes de operación y mantenimiento (COM_{base}) y la retribución por otros costes (OCD_{base}).

Como ya se ha descrito, los costes de inversión incluyen un término de amortización de los activos y un término de retribución del inmovilizado neto, utilizando el coste de capital medio ponderado ($WACC$). El inmovilizado a coste de reposición es valorado por los Modelos de Red de Referencia como se muestra en la Tabla 1. Utilizando dicho valor Inm_{MRR} , puede estimarse el coste de inversión a partir de la expresión:

$$CI_{base} = Amortizacion + Inmovilizado\ neto \times WACC \quad (9)$$

Suponiendo una amortización lineal a lo largo de una vida útil VU (que en España es, en el caso de la mayor parte de los activos, de 40 años), y disponiendo de un valor medio de vida residual de los activos reales de las empresas VR , se tiene:

$$Amortizacion = \frac{Inm_{MRR}}{VU} \quad (10)$$

$$\text{Inmovilizado neto} = \text{Inm}_{MRR} \times \frac{VR}{VU} \quad (11)$$

Los costes de mantenimiento preventivo y correctivo se pueden utilizar para la contrastación del coste de operación y mantenimiento (COM_{base}). El modelo no proporciona resultados para estimar los otros costes (OCD_{base}), los cuales deben ser estimados de forma independiente. Los valores de pérdidas, tal y como se describe más adelante, se emplean como parte del cálculo del objetivo de pérdidas de la ecuación (8) para el posterior cálculo de su incentivo asociado.

La estimación de todos estos costes mediante los Modelos de Red de Referencia permite realizar una valoración de los mismos teniendo en cuenta las diferencias zonales de cada compañía. Esto puede utilizarse para enviar señales de eficiencia y para realizar *benchmarking* entre distintas compañías.

Tabla 2

Información agregada de las instalaciones incrementales para atender un crecimiento distribuido de demanda de 279 MW en la zona de la Tabla 1

	Número o Kilómetros	Potencia total instalada [MW]	Inmovilizado[€]	Mantenimiento preventivo [€]	Mantenimiento correctivo [€]	Pérdidas totales [MWh]
Líneas de baja tensión (BT)	376		10,225,862	2,269	200,761	120,520
Centros de transformación (MT/BT)	519	34	7,794,619	295,372	26,220	70,108
Líneas de media tensión (MT)	238		4,668,048	132,970	137,737	141,887
Equipos para la mejora de la fiabilidad en media tensión (MT)	46		466,630	46,626		
Subestaciones (AT/MT)	4	70	10,825,050	219,248	110	74,054
Líneas de alta tensión (AT)	23		493,613	27,207	9,289	35,468

Fuente: Elaboración propia.

La variación de la retribución debida a un incremento de actividad se puede estimar de forma análoga a la explicada para la remuneración base, empleando los resultados del Modelo de Red de Referencia Incremental (Tabla 2). En este caso, al tratarse de instalaciones nuevas, el inmovilizado que obtiene el modelo se correspondería directamente con los activos netos.

Aplicando estos conceptos sobre el caso ejemplo se obtendrían los resultados agregados que se muestran en la Tabla 3, suponiendo un WACC del 6%, una vida residual de 23 años y una vida de los activos de 40 años. Faltaría estimar el resto de los conceptos del coste de operación, así como la retribución por otros tipos de coste.

Hay que tener en cuenta que, de forma simplificada, los costes asociados al inmovilizado y al mantenimiento preventivo serían costes fijos. Únicamente los costes asociados a operación y a mantenimiento correctivo podrían considerarse como variables. Se puede observar que los costes fijos son significativamente superiores a los variables, lo que refuerza la consideración de la actividad de distribución como monopolio natural.

Tabla 3
Coste de inversión y mantenimiento en el caso ejemplo

	CI		COM	
	Amortización	Retribución del Inmovilizado neto	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Correctivo
Base	42,681,257	58,900,134	26,058,800	11,008,116
Incremento	861,846	2,068,429	723,692	374,117
Porcentaje	2.0%	3.5%	2.8%	3.4%

Fuente: Elaboración propia.

El Modelo de Red de Referencia Incremental puede utilizarse tanto de modo ex-ante como ex-post. En el modo de funcionamiento ex-ante se utilizarían previsiones de crecimiento de demanda en cada zona de distribución y se obtendría una estimación de incremento de costes basada en dichas previsiones. Dicha previsión puede corregirse a posteriori utilizando las variaciones de demanda realmente observadas.

En una regulación ex ante por incentivos la utilización de un modelo de red permite enviar señales de eficiencia a las empresas que les guíen en el proceso de toma de decisión en las inversiones a efectuar en la red.

4.2. Coeficientes zonales para el incentivo de pérdidas

Como se ha comentado en la sección 2, la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre regula el método de cálculo del incentivo o penalización ligado a la reducción de pérdidas y que se aplica a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica [BOE 2009].

Las pérdidas técnicas reflejan el hecho de que, en las líneas eléctricas y en los transformadores, una parte de la energía que circula se pierde, disipándose en forma de calor.

La energía $Eobj$ que se le establece según la ecuación (8) como objetivo de pérdidas a la empresa distribuidora i en la hora h , medida en kWh, debe calcularse aplicando la siguiente fórmula:

$$Eobj_{i,h} = \sum_{consumidores \hat{i} i,j} \left(E_{consumidores,j,h} \times (1 + K_{j,h}) \times K_{zona_cliente,h} \right) - \sum_{consumidores \hat{i} i} E_{consumidores,h} - E_{transporte,h} \times F_{i,h} \quad (12)$$

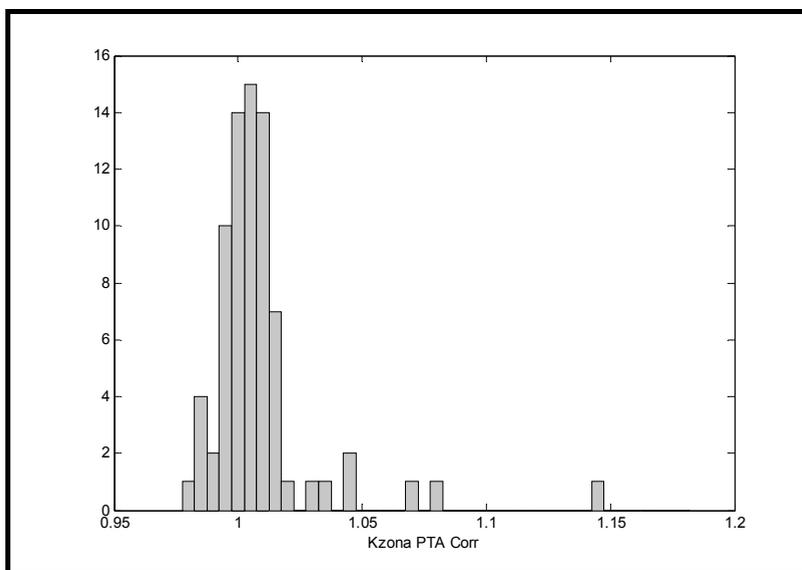
El primer sumatorio es la energía de los consumidores ($E_{consumidores}$) llevada a barras de central con los coeficientes estándar K_j (que dependen del nivel de tensión j donde se conecta cada tipo de consumidor), y ajustada con unos coeficientes de pérdidas zonales ($K_{zona_cliente}$). De este término se sustrae la energía de los consumidores ($E_{consumidores}$), y la energía de pérdidas en la red de transporte atribuible a la empresa distribuidora considerada ($E_{transporte} \cdot F$).

La Orden ITC/2524/2009, encarga a la CNE el cálculo del valor de los coeficientes de pérdidas zonales, que incrementen o minoren respecto a la media los coeficientes estándar de pérdidas, apoyándose en el Modelo de Red de Referencia. Con este fin se ha utilizado el modelo estimándose los coeficientes de pérdidas en cada zona de distribución en escenarios de punta y valle.

$$K_{zona_cliente,h} = \frac{Eobj_{zona_cliente,h} + \sum_{consumidores \hat{i} i} E_{consumidores,h} + E_{transporte,h} \times F_{i,h}}{\sum_{consumidores \hat{i} i,j} \left(E_{consumidores,j,h} \times (1 + K_{j,h}) \right)} \quad (13)$$

Donde, en cada zona de distribución, el numerador representa las pérdidas en barras de central calculadas según el modelo, y el denominador dichas pérdidas según los coeficientes estándar K . Dichos valores zonales se han normalizado a uno, para que, como establece la legislación, los coeficientes zonales mayores o minoren respecto de la media los coeficientes estándares. En la Figura 4 se muestra el histograma de los valores obtenidos con esta metodología en una serie de zonas de distribución. Así pues, la utilización de los Modelos de Red de Referencia permite tener en cuenta las diferencias zonales (tanto características geográficas como peculiaridades de sus mercados) de cada compañía, permitiendo establecer objetivos de pérdidas distintos para cada una de ellas. Por ejemplo, en zonas rurales las líneas suelen ser más largas, lo que tiende a incrementar las pérdidas para un nivel de tensión dado.

Figura 4
Histograma de los coeficientes de pérdidas zonales corregidos en el escenario Punta



Fuente: CNE (Documento: Propuesta de valores para los coeficientes de pérdidas zonales a utilizar en el cálculo del incentivo de reducción de pérdidas de las empresas distribuidoras. http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne123_10.pdf).

Los valores que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha establecido finalmente para los coeficientes de pérdidas zonales de cada una de las empresas distribuidoras se recogen en la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre [BOE, 2010].

4.3. Red de baja tensión

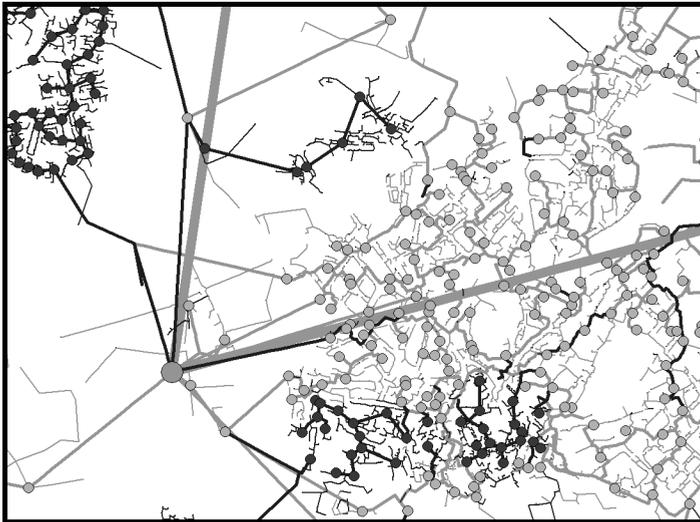
La red de baja tensión, como ya se ha comentado, involucra millones de instalaciones y no está inventariada por las empresas distribuidoras, con el nivel de georreferenciación con el que se dispone de las redes de media y alta tensión. Determinar la remuneración de una red no inventariada es complicado. Por esta razón se utiliza el Modelo de Red de Referencia para planificar y diseñar la red de baja tensión, como aproximación a la red real de baja tensión de las empresas distribuidoras, como elemento de información para fijar su retribución.

La Figura 5 muestra un ejemplo de expansión de la red. La red inicial (representada en tonos rojos) ha sido generada por el Modelo de Red de Referencia Base Cero. La red incremental (representada en tonos azules oscuros) ha sido generada por el Modelo de Red de Referencia Incremental para atender un crecimiento de la demanda. Las subestaciones AT/MT y los centros

de transformación se representan con círculos y las líneas eléctricas con líneas de mayor grosor cuanto mayor es el nivel de tensión.

Se aprecia con claridad cómo el modelo desarrolla la red de baja tensión necesaria para abastecer las demandas y cómo para ello se respetan los callejeros en las zonas urbanas.

Figura 5
Ejemplo de expansión de la red en un caso reducido



Fuente: Elaboración propia.

5. CONCLUSIONES

La regulación de la actividad de distribución es una tarea compleja y de vital importancia si se pretende fomentar una red eficiente que, con los menores costes de inversión y de mantenimiento posibles, garantice unos niveles de fiabilidad razonables y aceptables.

Dado que se trata de una actividad regulada, debido a sus características económicas y técnicas, le corresponde al Regulador (en este caso al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a propuesta de la CNE) determinar y establecer una retribución justa y eficiente para la misma. Dicha tarea es sin duda de una alta complejidad si se quieren cumplir principios de equidad y de eficiencia.

Cada empresa distribuidora se enfrenta a una realidad muy distinta. Para algunos predominan clientes dispersos por zonas rurales, para otros clientes en zonas urbanas con mucho menor coste de red, unos con una orografía

complicada con muchos obstáculos naturales o de zonas prohibidas, otros con unas zonas de fácil acceso y recorrido, unos con gran proporción de red aérea, otros con mayor proporción de red subterránea. El tamaño de estas redes en términos de número de equipos y kilómetros de líneas, y la complejidad del cálculo, pues hay que invertir para minimizar costes, cumpliendo con requisitos de fiabilidad, y requisitos técnicos, los cuales incluyen límites a las caídas de tensión admisibles, reservas en la carga de los equipos para poder hacer frente a fallos imprevistos de otros equipos, etc., hace realmente difícil la tarea encomendada al Regulador.

Una sobre-retribución iría claramente en detrimento de los consumidores, una infra-retribución provocaría una sub-inversión en las redes con las consecuentes pérdidas en la calidad de suministro (recuérdese el tamaño de las protestas cuando han ocurrido cortes en el suministro debido a fallos fortuitos en las redes de distribución en Cataluña y en Madrid bastante recientemente). Y el Regulador dispone para ello de una importante carencia en la información requerida para abordar con ciertas garantías estos cálculos ya que son las empresas las que disponen de toda la información. Existe una clara asimetría de información.

Los expertos en regulación se han enfrentado a este problema adoptando, los más avanzados, una regulación por incentivos. Y dentro de esta familia, España se encuentra ahora mismo a la vanguardia, con la utilización de un Modelo de Red de Referencia, desarrollado por iniciativa de la CNE con el apoyo de las empresas del sector. La utilización de un Modelo de estas características, cuyas prestaciones se han presentado a lo largo del artículo, permite al Regulador dotarse de una herramienta importantísima que le sirve de contraste técnico-económico frente a la información de inversiones reales proporcionadas por las empresas para su retribución. Los resultados del Modelo, entendidos siempre en términos agregados y no individualizados línea a línea o equipo a equipo, proporcionan una información relevante al Regulador para matizar y sopesar su propuesta de remuneración.

Por ser pioneros en este esquema regulatorio, no es posible aún determinar y contrastar empíricamente las mejoras que puedan resultar de su aplicación. Es más, el proceso se encuentra aún en sus inicios y son aún muchas las mejoras necesarias tanto en el diseño regulatorio de mayor detalle como en la prestación del propio modelo desarrollado. Se está recorriendo un camino virgen en el mundo y no hay por lo tanto de donde aprender y no existen lecciones aprendidas de las que echar mano para evitar posibles errores. Lo que es indudable es que, por mucho que haya aún por recorrer, se han dado pasos en los últimos años importantes hacia una regulación de la actividad de la distribución más racional, equitativa y eficiente. El Modelo de Red de Referencia es un eslabón fundamental de la nueva metodología. También es

indudable que las solicitudes de información requeridas a las empresas para poder ejecutar con cierta razonabilidad el Modelo de Red de Referencia ha permitido reducir por un lado la asimetría tan importante de información que sufría la CNE, y por otro impulsar un esfuerzo significativo de las empresas por racionalizar, informatizar, estandarizar toda su información relativa a la red de distribución.

La regulación de la actividad de distribución en España ha optado por una metodología, una de cuyas piedras angulares es el Modelo de Red de Referencia explicado en este artículo. El Modelo ya ha mostrado sus capacidades y se ha utilizado tanto para ayudar a determinar el término anual asociado al incremento de actividad previsto en la remuneración de las empresas, como para calcular los coeficientes de pérdidas zonales de las empresas. En el futuro cercano su rol deberá ser aún mayor, sirviendo también de apoyo por ejemplo para determinar la Remuneración Base de inicio de un período regulatorio o para calibrar parámetros del término de la retribución asociado a la calidad del suministro.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BOE (1997): “Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico”. *Boletín Oficial del Estado*, 285 del 28 Noviembre de 1997.
- BOE (1998): “Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica”. *Boletín Oficial del Estado*, de 30 Diciembre de 1998.
- BOE (2000): “Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica”. *Boletín Oficial del Estado*, de 27 diciembre 2000.
- BOE (2006). “Circular 1/2006, de 16 de Febrero, de la Comisión Nacional de la Energía, sobre la petición de información a remitir por las empresas distribuidoras a la Comisión Nacional de la Energía para el establecimiento de una nueva metodología de retribución a la actividad de distribución”. *Boletín Oficial del Estado*, de 31 marzo 2006.
- BOE (2008a): “Real Decreto 222/2008, de 15 de Febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica”. *Boletín Oficial del Estado*, de 28 marzo 2008.
- BOE (2008b): “Orden ITC 3801/2008, de 26 de Diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009”. *Boletín Oficial del Estado*, de 31 diciembre 2008.

- BOE (2009): "Orden ITC 2524/2009, de 8 de Septiembre, por la que se regula el método de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica". *Boletín Oficial del Estado*.
- BOE (2010): "Orden ITC 3353/2010, de 28 de Diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial, *Boletín Oficial del Estado*, de 29 diciembre 2010.
- DOUEL (2009): "Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 Julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE". *D.O.U.E.L.* de 14 agosto de 2009.
- GOMEZ, T. Y J. RIVIER (2000): "Distribution and power quality regulation under electricity competition. A comparative study". *Proceedings of the IEEE Ninth International Conference On Harmonics And Quality Of Power*, vol. 2: pp. 462-468.
- GOMEZ T (2007): "Regulación de la distribución de energía eléctrica en España. Principios y mecanismos de retribución". *Economía Industrial*, 364: pp 113-124.
- JAMASB, T. Y M. POLLITT (2007): "Incentive regulation of electricity distribution networks. Lessons of experience from Britain". *Energy Policy*, 35: pp. 6163-6187.
- JOSKOW, P. L. (2006): "Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks". *Cambridge Working Papers in Economics*, CWPE0607, Electricity Policy Research Group Working Paper EPRG 0511.
- LAFFONT, J.J. Y J. TIROLE (1993): *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. Cambridge, MA: MIT Press.
- MATEO, C.; T. GÓMEZ; A. SÁNCHEZ-MIRALLES; J. PECO Y A. CANDELA (2011): "A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation". *IEEE Transactions on Power Systems*, 26: pp. 190-197.
- MÍGUEZ, E.; J. CIDRÁS; E. DÍAZ-DORADO Y J.L. GARCÍA-DORNELAS (2002): "An Improved Branch-Exchange Algorithm for Large-Scale Distribution Network Planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, 17: pp. 931-936.
- PECO, J. (2001): *Modelo de cobertura geográfica de una red de distribución de energía eléctrica*. Madrid: Tesis Doctoral Universidad Pontificia Comillas.
- ROMAN, J.; T. GOMEZ; A. MUÑOZ Y J. PECO (1999): "Regulation of distribution network business". *IEEE Transactions on Power Delivery*, 14: pp. 662-669.
- ROTHWELL G. Y T. GÓMEZ (2003): *Electricity Economics: Regulation and Deregulation*. Piscataway, NJ: IEEE-Wiley Press.
- VISCUSI, W.K.; J.M. VERNON Y J.E. HARRINGTON (1995): *Economics of Regulation and Antitrust*. Cambridge, MA: MIT Press, 2nd ed.

