

Un nuevo modelo de retribución para la Distribución Eléctrica

José Casas Marín

Director General de Relaciones Institucionales y Regulación de Endesa

El pasado 12 de diciembre de 2015 se publicó la Orden IET/2660/2015, que establece los valores unitarios de inversión, de operación y mantenimiento y de otras tareas reguladas para la distribución de electricidad. La aprobación de esta Orden supone la aplicación de un nuevo modelo de retribución a partir del 1 de enero de 2016, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1048/2013.

Se trata de un modelo de retribución razonable, basado en las unidades físicas puestas en explotación como factor fundamental de retribución, y que equipara la retribución de la actividad de distribución, en lo esencial, a la de los países de nuestro entorno. Este modelo se basa en la fijación de la retribución a partir de una base regulatoria de activos (RAB), incrementada anualmente por las inversiones aprobadas por el regulador de manera *ex-ante*, todo ello considerando una retribución financiera equivalente a la de una actividad de bajo riesgo que, para el primer periodo regulatorio, se establece en el 6,5%.

Adicionalmente a la retribución asociada a las unidades físicas (amortización, retribución financiera y costes de operación y

mantenimiento –O&M–), el nuevo modelo establece el reconocimiento de los costes asociados a otras tareas reguladas, entre las que se encuentran la lectura, la contratación y facturación, la atención telefónica, la planificación y las tareas de estructura, así como el reconocimiento de la tasa de ocupación de vía pública –TOVP– que paga el distribuidor. De esta manera, se integra definitivamente el anterior concepto de gestión comercial dentro de la retribución de la distribución.

Asimismo, este modelo establece tres incentivos a la actividad que desarrolla el distribuidor: incentivos para la reducción de pérdidas, la mejora de la calidad de servicio y la detección de fraude.

Con este nuevo modelo retributivo se mejora la seguridad jurídica de la distribución, pues hasta ahora no existía garantía de reconocimiento de las inversiones realizadas. Ahora, los planes de inversión son validados de manera preliminar, con efectos retributivos, estando todas las Administraciones, tanto Central como Autonómicas, y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia –CNMC– alineados en la definición y aprobación de estos planes de inversión.

En el presente artículo describiremos los criterios generales de este nuevo modelo retributivo, el cálculo de la retribución base que servirá de punto de partida para la retribución de 2016, la metodología de cálculo de la retribución anual, el proceso de aprobación de los planes de inversiones y los aspectos principales de los incentivos. Finalmente, realizaremos una valoración global del nuevo modelo retributivo.

Criterios Generales del nuevo modelo retributivo y cálculo de la retribución base

El nuevo modelo retributivo se basa en periodos regulatorios de 6 años, excepto el primero, que se establece entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2019.

Se trata de un modelo único común para todos los distribuidores, incluidos aquellos con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes (empresas anteriormente acogidas a la Disposición Transitoria 11ª de la Ley 54/1997).

La percepción de la retribución de una instalación se inicia a los dos años de su puesta en servicio. La retribución se esta-

blece a partir de valores unitarios para cada tipo de activos (líneas aéreas, subterráneas, posiciones, transformadores, centros de transformación, así como distintos elementos de fiabilidad). Los activos se clasifican por nivel de tensión conforme a la norma UNE-EN 60071-1, a partir de la tensión de aislamiento, como principal inductor de coste y, en el caso de las líneas, por sección de conductor. Los costes estándares, tanto de inversión como de operación y mantenimiento, se fijan por instalación tipo y han quedado recogidos en la mencionada Orden IET/2660/2015.

Con el fin de minimizar el impacto ambiental e incentivar el uso intensivo de los pasillos eléctricos, los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de las líneas aéreas de múltiples circuitos se incrementan en términos relativos sobre los costes de las líneas de simple circuito, estableciéndose con ello la relación entre el coste de las líneas de simple y doble circuito en el 75% para las líneas aéreas y el 60% para las subterráneas.

Se establecen costes unitarios diferenciados para la península, para Baleares y Canarias, y para Ceuta y Melilla.

Las líneas de distribución que discurran por suelo rural serán retribuidas como aéreas, aunque las líneas soterradas existentes se retribuirán como tales, y se prevé la posibilidad de que se retribuyan como soterrados los 500 metros previos a una subestación blindada, aunque esté en zona rural.

En el supuesto de que existan Comunidades Autónomas que exijan mayores niveles de calidad o criterios más exigentes de diseño de instalaciones, se establece la posibilidad de suscripción de convenios para que sean estas comunidades las que financien la mayor exigencia constructiva.

El cálculo de la retribución del año inicial, o retribución Base, que se utilizará como retribución para el año 2016, se realiza de la siguiente forma:

- Los activos puestos en servicio hasta 2014 se valoran a coste de reposición (Inmovilizado Base Bruto = IBR). Este valor de inmovilizado no será actualizado en los siguientes períodos regulatorios. Este IBR será obtenido a partir de los costes unitarios, aplicando éstos a las unidades físicas en explotación que no hayan superado su vida útil regulatoria, afectados por un coeficiente de eficiencia, que supone un ajuste de las unidades físicas reales con respecto a las que se considera que tendría una empresa eficiente y bien gestionada.

Este coeficiente de eficiencia (Kinm) se calcula de manera diferenciada para los activos de alta tensión (AT) y de baja tensión (BT), aunque en ambos casos responde a la fórmula $K_{inm} = K_{previo} \times K_{disp}$, con las siguientes consideraciones:

- Factor K_{previo} : Es el ratio entre las unidades físicas eficientes y las unidades físicas reales de la empresa. Las unidades físicas eficientes se obtienen como la semisuma entre las unidades físicas reales y las unidades físicas óptimas, y éstas son obtenidas a partir de una función de optimización lineal según el número de clientes, que toma valor de 0,8 para el valor medio de las unidades físicas sectoriales diferenciando entre empresas con más de 5 millones de clientes y con menos.
- Factor K_{disp} : Es un factor que tiene en cuenta la dispersión del mercado de la empresa calculada a partir de la

longitud de línea media por cliente. Toma valores entre 0,85 y 1,15.

- El valor final de la Kinm AT-BT no puede estar fuera del intervalo 0,8-1,2.
- El valor IBR resultante se incrementa por el coste financiero debido al retraso en el reconocimiento retributivo:
 - Para activos puestos en servicio con anterioridad a 2011: $(1 + \text{Tasa retribución})0,5$.
 - Para activos puestos en servicio entre 2011 y 2014: $(1 + \text{Tasa retribución})1,5$.
- El inmovilizado base bruto (IBR, o RAB) es la suma de:
 - El inmovilizado de reposición de instalaciones AT y BT que no hayan superado su vida regulatoria, afectado por un coeficiente de ajuste con respecto a una empresa eficiente.
 - Otros activos necesarios (IBO), que son las instalaciones para las que no se han definido valores unitarios, tales como despachos de maniobra, telecontrol, comunicaciones, sistemas informáticos, etc.
- El IBR se afecta por un coeficiente de financiación de terceros, que recoge el hecho de que parte de las instalaciones de la red de distribución son pagadas, total o parcialmente, por los clientes que las necesitan, por lo que esas inversiones no deben retribuirse a las distribuidoras. El porcentaje de financiación de terceros se calcula conforme al siguiente criterio:
 - Para activos puestos en servicio en 1998-2014 se aplicará el porcentaje

- real auditado de aportación de terceros.
- Para activos anteriores a 1998 se utilizará la media del período 1998-2000.
 - Para el cálculo de la vida útil regulatoria media de las instalaciones de cada empresa distribuidora a 31 de diciembre de 2014 se consideran los siguientes valores de vidas útiles por cada tipo de instalación: Subestaciones (posiciones y máquinas): 40 años; Centros de transformación: 40 años; Líneas aéreas y subterráneas: 40 años; Despachos de maniobra y telecontrol y equipos análogos: 12 años; Equipos de medida y control electromecánicos: 30 años; Equipos de medida y control electrónicos: 15 años; Construcciones: 50 años; Utilillaje: 5 años; Mobiliario: 10 años; Equipos y aplicaciones para proceso de información: 5 años; Elementos de transporte: 6 años; Resto de instalaciones de distribución: 40 años; Equipos relacionados con las *Smart Grids*: 12 años.
 - El cálculo de la vida residual promedio se obtiene a partir de la información financiera contenida en las cuentas anuales de las empresas, y se calcula como el cociente entre el valor contable del Inmovilizado Material Neto y el Inmovilizado Material Bruto, una vez descontados el inmovilizado en curso, los equipos de medida, las instalaciones de transporte y las instalaciones completamente amortizadas. Asimismo, se establece el descuento del efecto derivado de la actualización de balances de 2013 (Ley 16/2012).
 - La tasa de retribución para cada período regulatorio se establecerá por Ley, y para su cálculo se considera que se trata de una actividad de bajo riesgo, el coste de financiación de empresas comparables eficientes y bien gestionadas y las necesidades de inversión del siguiente período regulatorio. Para el primer período regulatorio la tasa de retribución financiera se establece en el 6,5%. Para la revisión de los siguientes periodos regulatorios se establece que, en ningún caso, la variación de la tasa de retribución financiera entre dos años consecutivos puede ser superior a 50 puntos básicos; en el supuesto que fuese necesario un incremento superior, se distribuiría entre el número de años necesarios para respetar ese límite.
 - La retribución por O&M se obtiene como la suma de:
 - La retribución por O&M de los activos de AT y BT obtenidos de la aplicación de los costes estándares a las unidades físicas, utilizando el mismo factor de eficiencia de la inversión kinm que se utiliza para el cálculo de IBR.
 - La retribución por O&M de otros activos no directamente ligados con las unidades físicas (ROMLAE), que será calculada basándose en la contabilidad regulatoria y utilizando un factor de eficiencia.
 - La retribución de otras actividades reguladas que realiza el distribuidor, fijada a partir de los costes obtenidos de la contabilidad regulatoria, afectados por un factor que introduzca competencia referencial, con la excepción de la TOVP, que se basará en las tasas satisfechas por la distribuidora en el año n-2.
 - A su vez, todos estos costes se incrementan por un coeficiente de retra-
 - so en el reconocimiento retributivo, para los activos puestos en servicio desde 2011.
 - En definitiva, la retribución base es la suma de tres componentes:
 - Retribución por inversión, que se devengará hasta completar la vida residual del activo y que integra los siguientes términos:
 - a. Amortización, obtenida como cociente entre el IBR y la vida útil regulatoria media de los activos de la empresa.
 - b. Retribución financiera, obtenida aplicando al IBR neto (calculado en función de la vida útil regulatoria residual) la tasa de retribución financiera.
 - Retribución por O&M.
 - La retribución base se actualizará anualmente aplicando la tasa de retribución financiera al IBR neto de cada año.
 - Los parámetros retributivos utilizados para la fijación de la retribución base de referencia no serán modificados durante la vida residual de los activos, manteniéndose fijos el coste de reposición (IBR), el porcentaje de financiación de terceros y la vida útil regulatoria. Si de la información remitida por las distribuidoras se deduce un ritmo de cierre de instalaciones superior a dos veces el valor de la amortización, se volverá a calcular el IBR.
 - Una vez alcanzada la vida útil residual de la retribución base, se dejará de percibir retribución por inversión; no obstante, la retribución de operación y manteni-

miento de aquellos activos que se mantengan en explotación, se incrementará aplicando un factor de extensión de vida útil, que tomará el valor de 1,15 los 5 primeros años y un máximo de 2 si la extensión sobrepasase los 38 años.

Cálculo de la retribución anual para cada año posterior al año base

La CNMC propondrá la retribución anual con desglose por empresa antes del 1 de octubre del año n-1, incluyendo una proyección de retribución a seis años.

La retribución anual será la suma de:

- Retribución base actualizada conforme a lo descrito en el apartado anterior.
- Retribución activos puestos en servicio entre el año 2014 y el año n-2.
- Para calcular la retribución por inversión los activos se valoran como la semisuma de la inversión real y el valor estándar.

Los activos cedidos, o que debieran haber sido cedidos, solamente devengarán retribución por O&M. Se descontará el 90% de las ayudas públicas recibidas de la Unión Europea y el 100% del resto de ayudas percibidas.

Este valor de inversión se incrementará por un coeficiente que refleja el coste financiero del retraso en el reconocimiento retributivo: $(1 + \text{Tasa retribución})^{1,5}$.

La inversión así calculada no podrá modificarse durante la vida útil del activo.

- La retribución por O&M de los activos de AT y BT se obtendrá de la aplicación del coste unitario a las unidades físicas puestas en explotación.
- La retribución por O&M correspondiente a otros activos se obtendrá de la Información regulatoria de costes aplicando un factor de eficiencia.
- Asimismo, se calculará la retribución de las otras tareas de distribución, utilizando para ello los costes unitarios establecidos y la TOVP efectivamente satisfecha, todo ello incrementado por un coeficiente que refleja el coste financiero derivado del retraso en el reconocimiento retributivo: $(1 + \text{Tasa retribución})^{1,0}$.

Procedimiento de aprobación de los planes de inversión

Se establece una limitación anual global de los planes de inversiones de todas las empresas distribuidoras equivalente al 0,13% del PIB, que podrá ser modificada por hechos imprevistos o causas económicas y técnicas, tales como crecimientos anuales de demanda o PIB superiores a los previstos durante más de tres años consecutivos o inferiores durante dos años.

Anualmente, antes del 1 de mayo del año n-1, las empresas distribuidoras solicitarán la aprobación del plan de inversiones del año n y plurianual del año n a n+2, remitiendo la información a la Secretaría de Estado de Energía y a la CNMC.

Esta solicitud de aprobación debe ir acompañada del informe de las Comunidades Autónomas –CCAA– y de una valoración de la inversión según los estándares unitarios, incluyendo también aquellas actuaciones

que pudieran ser consideradas como singulares. Para ello:

- Las empresas distribuidoras deberán presentar a las CCAA antes del 1 de marzo del año n-1 el contenido de sus planes de inversión en lo que sea de competencia autonómica.
- Las CCAA deberán evacuar un informe antes del 1 de mayo del año n-1.
- Antes del 15 de julio de n-1, la CNMC remitirá informe del plan de inversión y su impacto retributivo en el año n+2.
- La Secretaría de Estado de Energía comunicará a las empresas, antes del 1 de octubre de n-1, el volumen de inversión a retribuir en n+2 que, para ser aprobado, deberá tener informe favorable de las CCAA.
- Si la resolución de la SEE no es favorable o recoge observaciones, las empresas deben remitir un nuevo plan antes del 1 de noviembre de n-1, con un nuevo informe de las CCAA. La CNMC deberá remitir su nuevo informe antes del 15 de noviembre. Para ello nuevamente:
 - Las distribuidoras deberán presentar a las CCAA antes del 10 de octubre del año n-1 sus nuevos planes de inversión.
 - Las CCAA deberán evacuar un informe antes del 20 de octubre del año n-1.
- Si no se consigue resolución aprobatoria, el volumen máximo a retribuir será el 85% de la inversión máxima sectorial (0,13% PIB) aplicando a cada empresa distribuidora su cuota de retribución. Y si la aprobación es parcial y sólo se ha obte-

nido informe favorable de algunas CCAA, para el resto la limitación será al 80% de la inversión máxima sectorial descontando lo que haya sido aprobado.

El nuevo modelo de retribución establece también un mecanismo de control de la ejecución del plan inversión. Anualmente, antes del 1 de junio del año n-1, las distribuidoras presentarán un informe del grado de cumplimiento de las inversiones realizadas en el año n-2:

- Si el volumen de inversión es inferior en un 25% al aprobado durante tres años consecutivos (n-4 a n-2), la empresa verá reducido su plan de inversión en los tres años siguientes (n a n+2) en un 10%. Esta penalización no tendrá efecto si la reducción se debe a que se han recibido más aportaciones, más ayudas públicas o a que la inversión real es inferior al valor estándar.
- Si el volumen de inversión en un año (n-2) es superior al aprobado entre un 5% y un 15%, el volumen de inversión aprobado del año n se reducirá un 5%.
- Si el volumen de inversión en dos o más años consecutivos es superior entre un 5 y un 15% al aprobado, se reducirá el volumen de inversión del año n en la misma cantidad del exceso.
- Si el volumen de inversión del año n-2 es superior al aprobado entre un 15 y un 25%, se reducirá la retribución incremental de los activos de dicho exceso puestos en servicio en n-2 un 25% y el volumen de inversión reconocido para el año n se verá reducido en 1,25 veces la diferencia.
- Si el volumen de inversión del año n-2 supera a lo aprobado en un 25%, se re-

ducirá la retribución incremental de los activos de dicho exceso puestos en servicio en n-2 un 75% y el volumen de inversión reconocido para el año n se verá reducido en 1,25 veces la diferencia.

Descripción de los incentivos

Como se ha mencionado anteriormente, la retribución de cada año incorporará un incentivo o penalización por la reducción de pérdidas, la calidad de servicio y la detección de fraude. Estos nuevos incentivos son de aplicación desde el año 2016.

- El nuevo incentivo de reducción de pérdidas tiene una formulación distinta a la que se venía aplicando, fijándose un nivel de pérdidas objetivo según las pérdidas históricas, en lugar de unas pérdidas estándares. De este modo se consigue tener en cuenta la realidad de cada distribuidora e incentivar la mejora continua.

Este incentivo se fija para el año n valorando a 1,5 veces el precio de mercado la diferencia entre el nivel de pérdidas de los años n-4 a n-2) y el nivel de pérdidas de los años n-5 a n-3, añadiendo además unos factores correctores en función de si el nivel de pérdidas de la distribuidora es inferior o superior a la media sectorial y cómo ha evolucionado.

Este incentivo está limitado al +1%/-2% de la retribución de la empresa distribuidora.

- Del mismo modo, el incentivo de calidad de servicio se basa en una comparativa de los niveles de calidad alcanzados con los niveles históricos de calidad, lo que de nuevo fomenta una mejora continua. Para ello, compara los índices

TIEPI alcanzados en los años n-4 a n-2 con los de los años n-5 a n-3, afectados por coeficientes que consideran la relación entre el TIEPI de la empresa distribuidora y la media sectorial, la distribución zonal de la calidad y la evolución del NIEPI de la empresa distribuidora. El valor de la energía no suministrada es equivalente a 30 veces el precio medio del mercado.

Este incentivo está limitado al +2%/-3% de la retribución de la distribuidora.

- Finalmente, el nuevo esquema incorpora un incentivo para la reducción del fraude, que fomenta la reducción de un grave problema que, en los últimos años, se ha incrementado de forma sustancial. Para ello, el distribuidor percibirá, como una retribución adicional, el 20% de los peajes declarados en concepto de peajes defraudados. Este incentivo está limitado al 1,5% de la retribución.

Valoración global del nuevo modelo retributivo

Como se ha comentado al inicio de este artículo, se trata de un modelo retributivo razonable, que da garantía jurídica a las inversiones a realizar, por cuanto existe una aprobación previa de los planes de inversión, y que, aunque con retraso, equipara el modelo de retribución de la distribución al de los países de nuestro entorno.

Sin embargo es preciso hacer una serie de reflexiones tanto sobre el proceso llevado a cabo para el cálculo de la retribución base, como sobre la incidencia que este modelo puede tener en los retos de futuro de la distribución de energía eléctrica.

Respecto al cálculo de la retribución base, como se ha descrito anteriormente, el mo-

delo contempla la aplicación de una serie de coeficientes de eficiencia –Kinm– (cuyo valor puede alcanzar valores de 0,8), que afectan al reconocimiento de las unidades físicas a retribuir, de forma que el modelo se asimila a un modelo paramétrico con el objetivo de conseguir que la valoración total del inventario sea equivalente a la retribución resultante del proceso previo de reformas regulatorias. Aunque a la fecha de redacción del presente artículo está pendiente el cálculo definitivo de la retribución base, la memoria económica de la Orden de tarifas de acceso de 2016 estima un importe similar al establecido para años anteriores.

De esta forma, la retribución base de la actividad de distribución correspondiente a los activos puestos en servicio hasta 31 de diciembre de 2014 contiene en sus términos retributivos un factor de eficiencia que puede llegar a alcanzar valores de hasta el 0,8. La aplicación de este factor eficiencia a las unidades físicas reales resulta discriminatorio respecto al resto de actividades, donde si se reconoce la totalidad de las unidades físicas o instalaciones en explotación. Las empresas eléctricas han sido obligadas a realizar un enorme esfuerzo de elaboración de inventarios, digitalización y auditoría de unidades físicas de los activos de distribución, y no resulta razonable la utilización de un modelo paramétrico como el indicado que reduce los activos retribuidos.

Un comentario similar merece la no utilización de los porcentajes reales de financiación de terceros para los años 1988 a 1997. Las empresas distribuidoras están obligadas a la realización de auditorías de inversiones desde 1988, por lo que deberían emplearse los importes reales de instalaciones financiadas por terceros, en lugar de aplicar a estos años la media de los porcentajes de financiación de terceros correspondientes

a los años 1998-2000, años que no son representativos por estar afectados por el *boom* inmobiliario y el desarrollo de las plantas fotovoltaicas.

Respecto a la incidencia que el nuevo modelo tendrá en el futuro desarrollo de la actividad, sin duda ésta se verá afectada por el elevado control sobre las inversiones a realizar que se establece, tanto por el procedimiento de aprobación previa por parte de todas las administraciones implicadas, como por el volumen máximo de inversiones a realizar hasta el 0,13% del PIB. Con ello se ha pretendido, al igual que con la retribución base, establecer un control sobre la evolución de la retribución de la actividad de distribución.

Sin embargo, la actividad de distribución se enfrenta a grandes retos debido a su estratégico papel en la lucha por la descarbonización de la sociedad. España tiene que transformar su modelo energético para dar cumplimiento a los ambiciosos objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero establecidos por la Comisión Europea. Y la mayor parte de las actuales emisiones de CO₂ de origen energético provienen del uso de productos petrolíferos (52% sobre las emisiones totales), especialmente vinculados al transporte por carretera de viajeros y mercancías, así como al transporte ferroviario, aéreo y marítimo; y del uso de combustibles fósiles en la generación eléctrica (29% sobre las emisiones totales). El uso del gas y del carbón para usos residenciales, el sector servicios y los procesos de la industria son responsables del 15% y del 4% de las emisiones totales, respectivamente.

Todo este proceso de intensa transformación de nuestro modelo energético (y económico) se conseguirá a través de la aplicación de tres palancas de descarbonización:

- **Electrificación de la demanda o cambio a vectores energéticos con menores emisiones**, donde será necesaria la sustitución de los vehículos ligeros por vehículos híbridos, eléctricos o, transitoriamente, de gas natural vehicular; el desplazamiento del transporte de mercancías por carretera hacia el transporte ferroviario; la electrificación del transporte ferroviario; la electrificación de los puertos; la electrificación del consumo del sector residencial (básicamente calefacción); y la electrificación de procesos industriales.
- **Una mayor penetración de generación eléctrica libre de emisiones**, considerando tanto el desarrollo de instalaciones de generación renovables centralizada, especialmente eólica y solar fotovoltaica; la instalación de generación fotovoltaica distribuida, con o sin almacenamiento asociado; y la instalación de capacidad de almacenamiento centralizada.
- **Eficiencia energética**, aplicada a los sectores residencial (electrodomésticos inteligentes y de menor consumo), servicios e industrial (incremento de la eficiencia energética en la transformación de la energía), incremento de la conservación energética en edificación e instalación de sistemas de gestión de la demanda eléctrica mediante para la reducción activa del consumo en momentos de máxima demanda.

Los dos primeros puntos van a requerir una modernización y transformación de las redes de distribución.

Por un lado, será necesario dotar de mayor inteligencia a las redes, para permitir la integración de las energías renovables, tanto distribuidas como centralizadas, y permitir al consumidor tener un papel más activo

tanto generando su propia energía como gestionando su propia demanda. Todo ello requerirá de una elevada inversión en introducción de sensores en la red y su automatización mediante sistemas de telemando y centros de control, así como el tratamiento de una ingente cantidad de datos.

Por otro lado, será necesario realizar inversiones en elementos de red que permitan esta mayor electrificación del sector residencial y de servicios, la recarga del vehículo eléctrico, la electrificación del ferrocarril, la electrificación de los puertos y la integración de la energías renovables.

En todo este proceso de transformación, la regulación juega un papel determinante,

pues tiene que garantizar que se permite la realización de todas las inversiones necesarias y que éstas se retribuyen de acuerdo con los riesgos tecnológicos y operativos a los que se enfrenta la distribución.

Pero el nuevo modelo retributivo se ha basado exclusivamente en la minimización de costes e inversiones, por lo que es necesario complementarlo con una visión que incentive la innovación, dé al distribuidor la flexibilidad necesaria para combinar costes e inversiones en activos de red y en automatización, y que proporcione las señales económicas que favorezcan que la red de distribución contribuya a los objetivos de descarbonización. Por ejemplo, habría sido un gran avance para la electrificación de la

demanda del transporte el identificar los puntos de recarga del vehículo eléctrico en vía pública como un activo de distribución, de forma que se asegurara la consecución de los objetivos de puntos de recarga que para España se establecen en la Directiva 2014/94/UE, relativa a la implantación de infraestructura para los combustibles alternativos.

Por todo ello, este nuevo modelo de retribución de la distribución, basado en unidades físicas, podría haberse complementado con el establecimiento de incentivos para la realización de inversiones transformacionales y la innovación que necesita nuestra sociedad frente a los retos de la descarbonización. ■