

Esquemas de compensación en modelos de generación distribuida

Conclusiones:

- Muchos **Estados de EEUU** están abordando un **rediseño de su normativa** ante el incremento de la penetración de los recursos de generación distribuida (DER). En este contexto, la *National Association of Regulatory Utility Commissioners* (NARUC) está elaborando el **Manual de Compensación de Recursos Distribuidos**, con el que pretende **ayudar a los diferentes reguladores estatales a desarrollar un nuevo esquema de tarifas** que remunere adecuadamente estos recursos.
- Los **esquemas de retribución tradicionales**, basados en variables volumétricas (kWh), **no están diseñados para reflejar adecuadamente ni los beneficios ni los costes que los recursos de generación distribuida** añaden en el sistema eléctrico.
- El **Balance Neto**, el mecanismo de compensación de los DER más empleado por los reguladores, **presenta importantes debilidades** como la generación de posibles subsidios cruzados entre clientes, lo que **hace necesario el uso de otros esquemas alternativos**.
- El **desarrollo de tecnologías de medida avanzadas será clave**, no sólo para mejorar la integración de estas tecnologías en la red, sino para poder **aplicar los esquemas de tarificación más complejos**, al proporcionar información granularizada y en tiempo real del consumo y generación de cada cliente.

1. **Muchos Estados de EEUU** están abordando un **rediseño de su normativa** ante el incremento de la penetración de los recursos de generación distribuida (DER). En este contexto, la *National Association of Regulatory Utility Commissioners* (NARUC) está elaborando el **Manual de Compensación de Recursos Distribuidos**, con el que pretende **ayudar a los diferentes reguladores estatales a desarrollar un nuevo esquema de tarifas** que remunere adecuadamente estos recursos.

Durante los últimos años, **el modelo energético tradicional está sufriendo un importante proceso de evolución**, en la medida en la que están surgiendo tecnologías más avanzadas, formas de generación más limpias y eficientes y nuevas figuras y agentes en el sector eléctrico. **Uno de los factores con mayor efecto es la incipiente aparición de recursos de generación distribuida** (DER, por sus siglas en inglés).

A pesar de que existe una amplia diversidad de recursos de generación distribuida, todos ellos comparten las siguientes características fundamentales: i) están **conectados a la red de distribución** y no a la de transmisión, ii) son de pequeño tamaño, con una **capacidad inferior a los 10 MW** y iii) **no son gestionados por la compañía de transmisión regional ni por un operador del sistema independiente** (RTO o ISO por sus siglas en inglés). En el concepto de DER no sólo se incluyen las instalaciones fotovoltaicas y eólicas de pequeña escala, sino que también comprende determinadas plantas de cogeneración, las micro-redes, las tecnologías de almacenamiento eléctrico, mecanismos de gestión de la demanda y eficiencia energética y el vehículo eléctrico.

El uso cada vez mayor de los DER supone un desafío para los reguladores y **numerosos Estados de los EEUU** están **rediseñando sus marcos de remuneración** para integrar estos recursos en el sistema. De hecho, regiones como California, Nevada, Hawái, Maine, etc. se han visto obligadas a revisar su normativa para evitar los desequilibrios que se estaban produciendo entre los agentes del sector.

Con el objetivo de ayudar a los reguladores a diseñar un esquema de remuneración adecuado, la *National Association of Regulatory Utility Commissioners* (NARUC) está elaborando el **Manual de Compensación de Recursos Distribuidos**, en el que describe los **principales retos asociados a los DER** y repasa las **diferentes opciones existentes para su tratamiento**, exponiendo las ventajas e inconvenientes de cada una de ellas.

Las premisas básicas que debe cumplir todo esquema de remuneración son: i) proporcionar una retribución justa a las *utilities* por los servicios regulados que prestan, ii) repartir de manera proporcional los cargos del sistema entre aquellos agentes que los provocan e iii) incentivar el uso eficiente de los recursos.

“Los DER son dispositivos capaces de producir electricidad o reducir el consumo eléctrico del usuario y que están conectados a la red eléctrica, ya sea en la instalación del cliente o en la red de distribución primaria de la utility”

Massachusetts Department of
Public Utilities

2. Los esquemas de retribución tradicionales, basados en variables volumétricas (kWh), no están diseñados para reflejar adecuadamente ni los beneficios ni los costes que los recursos de generación distribuida añaden en el sistema eléctrico.

La integración de los DER en el sistema eléctrico **provoca una serie de impactos económicos**, tanto positivos como negativos, que deberían ser considerados a la hora de diseñar un esquema de retribución justo.

Como se ha mencionado, uno de los objetivos del sistema tarifario es permitir a las *utilities* la recuperación de los costes en los que incurren para la prestación de las actividades reguladas, típicamente la instalación, operación y mantenimiento de las redes de transmisión y distribución, junto con un margen justo. Hoy en día, **buena parte de las *utilities* recaudan sus ingresos facturando a sus clientes en función del consumo que realizan** (facturación volumétrica), combinándolo con algún tipo de cargo fijo. Sin embargo, **una gran proporción de los costes vinculados a la red es fija** y no depende de la electricidad consumida por los clientes, al menos en el corto plazo.

Gracias a los DER, los clientes pueden reducir total o parcialmente el consumo que realizan de energía proveniente de la red. Aplicando los sistemas de remuneración volumétricos, combinados con mecanismos de balance neto, esta disminución **deteriora la base de recaudación** de las compañías eléctricas. Como consecuencia, **las *utilities* ven amenazada su capacidad de recuperar los costes de operación** del sistema y obtener la rentabilidad aprobada por las inversiones en red realizadas. Ante este hecho, los reguladores se verían obligados a aumentar las tarifas eléctricas, incrementando el coste de la electricidad, especialmente, para aquellos consumidores sin DER instalados. De este modo, los gastos de red que los usuarios con DER se ahorran son cubiertos por el resto de clientes, produciéndose una “subvención cruzada”.

Además de producir un traslado de costes de unos consumidores a otros, la integración de los DER puede **generar una serie de gastos incrementales en el sistema**, que dependerán del tipo de recurso específico. Así, la instalación de tecnologías de generación variable (eólica, solar, etc.) a pequeña escala **dificulta la planificación** que realizan las *utilities* y las **obliga a programar una capacidad de respaldo adicional para hacer frente a posibles interrupciones súbitas de su producción** provocada por factores externos y difícilmente previsible, como el cambio de las condiciones meteorológicas. Este efecto se agudiza cuando los DER se encuentran muy concentrados en una localización específica o cuando la *utility* no tiene acceso a información de la red con la suficiente granularidad.

Estos impactos negativos que producen los DER, podrían compensarse en la medida en la que su instalación generara beneficios para el sistema. Diferentes reguladores han iniciado estudios que permitan **identificar y valorar los beneficios** para, de esta forma, **determinar cuál es la remuneración justa a obtener** por estos activos. Por ejemplo, el regulador del Estado de Minnesota ha desarrollado una [metodología de valoración de los DER](#) en el que detalla un listado de efectos positivos que deberían ser considerados y medidos como la potencial reducción de: i) costes medioambientales, ii) costes ligados a la red de transmisión y distribución, iii) costes de reserva de capacidad, iv) costes de capacidad de generación, v) costes variables de operación y mantenimiento de la red, etc.

3. El Balance Neto, el mecanismo de compensación de los DER más empleado por los reguladores, presenta importantes debilidades como la generación de posibles subsidios cruzados entre clientes, lo que hace necesario el uso de otros esquemas alternativos.

Ante la proliferación de los DER y con el objetivo de gestionar sus impactos potenciales, los reguladores están abordando un **rediseño de su normativa**, de forma que: i) se **asegure la salud financiera y la viabilidad** de la actividad regulada que prestan las *utilities*, ii) se **minimicen los subsidios cruzados** entre clientes y iii) se proporcione una **retribución justa a los DER** por los posibles beneficios que aporten a la red. Para ello se han desarrollado numerosas metodologías de remuneración, que cuentan con una serie de ventajas y debilidades:

- **Balance Neto:** Es uno de los mecanismos de remuneración más empleados, consistente en **facturar al cliente únicamente por el consumo neto** que realiza de la red. Este sistema, que era prácticamente el único que se podía emplear en instalaciones con medidores analógicos, **presenta debilidades** como, por ejemplo: i) la forma **de tratar aquellos periodos en los que el cliente haya actuado como generador neto**, es decir, ha producido más electricidad que la consumida, inyectando la sobrante en el sistema, ii) **no diferencia entre el valor del kWh en diferentes localizaciones o momentos del día**, iii) supone **valorar el kWh que el usuario inyecta al sistema con la misma tarifa que pagaría por su kWh consumido** cuando ésta tiene como objetivo remunerar una serie de servicios que el usuario no realiza (operación y mantenimiento de la red eléctrica, el propio margen de la *utility*, etc.), iv) en la medida en la que estos usuarios no se hacen cargo de algunos costes que generan a la red, obligan a traspasárselo a otros consumidores provocando la **aparición de subvenciones cruzadas**.

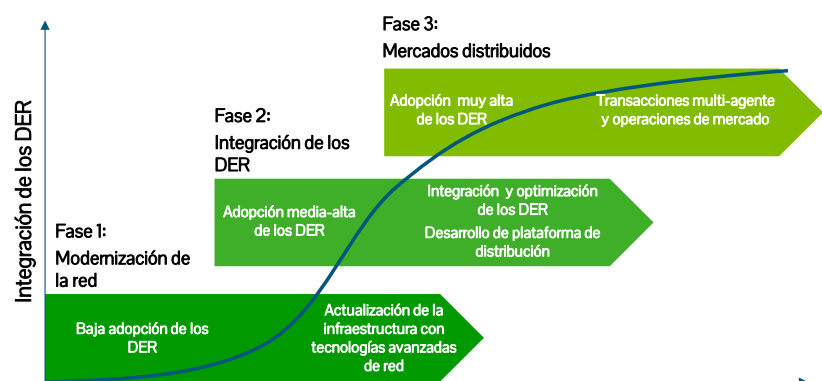
- **Metodologías de valoración:** Mediante la aplicación de este mecanismo, **los usuarios pagan por el consumo que realizan** (incluyendo los costes de generación, transmisión, distribución, impuestos, etc.) **y, de forma separada, son retribuidos por su actividad de generación.** Existen diferentes metodologías para valorar la aportación de los DER (valoración del recursos (VOR), valoración del servicio (VOS), energía transaccional, etc.). Estos mecanismos son complejos de aplicar y **necesitan de una gran cantidad de información y de cierta subjetividad** para valorar los impactos generados por los DER. Además, su definición y actualización **pueden prolongarse en el tiempo** en la medida en la que sea necesario debatir sobre el listado de factores a considerar y su metodología de cálculo.
 - **Cargos por demanda máxima:** Este sistema se ha aplicado históricamente al segmento industrial y comercial. Consiste en que **un tercer elemento de la factura eléctrica venga determinado por la demanda máxima** consumida en el periodo de facturación (kW), junto con el término fijo (asociada a la potencia contratada, kW) y a la energía consumida (kWh). De esta forma se conseguiría un mayor **alineamiento de la factura con la estructura de costes del sistema.** A pesar de ello, la aplicación de este mecanismo presenta algunos inconvenientes como la **reducción de incentivos para realizar consumo eléctrico racional.**
 - **Cargos fijos o facturación mínima:** En el mismo sentido que los cargos por potencia contratada, estos sistemas pretenden la **determinación de una cantidad fija que los usuarios deberían abonar por el hecho de estar conectados a la red y beneficiarse de sus servicios.** Si bien este mecanismo es de aplicación más sencilla que los cargos por potencia contratada, incide en sus mismas debilidades al minorar, aún más, los incentivos para reducir el consumo eléctrico.
 - **Cargos por respaldo, interconexión o medida:** La aplicación de estos mecanismos supone la **fijación de un precio por la utilización de determinados servicios de la red por parte de los consumidores con DER.** De esta forma, éstos abonarían el coste de permanecer conectados al sistema y que éste les proporcione capacidad de respaldo para cubrir sus necesidades eléctricas cuando éstas superen la cantidad de energía autogenerada. El reto a la hora de aplicar estas medidas **es asegurarse que la integración de los DER genere, realmente, un incremento de costes en el sistema,** como por ejemplo, la necesidad de mantener una capacidad de respaldo determinada, de modo que los consumidores que cuenten con DER se hagan responsables de cubrir su coste.
4. El desarrollo de tecnologías de medida avanzadas será clave, no sólo para mejorar la integración de estas tecnologías en la red, sino para poder aplicar los esquemas de compensación más complejos, al proporcionar información granularizada y en tiempo real del consumo y generación de cada cliente.

Para poder aplicar buena parte de las alternativas expuestas en el punto anterior, **es necesario contar con la tecnología adecuada** que permita recopilar una información de consumo y producción con la granularidad suficiente y en tiempo real. Además, invertir en esta tecnología avanzada podría **proporcionar beneficios adicionales** al sistema permitiendo una integración más eficiente de los recursos distribuidos en la red.

Figura 1. Evolución del sistema eléctrico en función del grado de integración de los DER

Fuente:
Manual on Distributed Energy Resources
Compensation (borrador)

National Association of Regulatory Utility
Commissioners



Entre las principales opciones a desarrollar e instalar destaca la **infraestructura de medición avanzada**, que permite la tarificación por tramos horarios o por capacidad crítica y proporciona datos del consumo en tiempo real, incrementando la capacidad de respuesta de los consumidores a las señales de mercado. La **tecnología ADMS/DERMS y los modelos de capacidad de hosting** contribuyen a la operación del sistema eléctrico facilitando la planificación, operación y optimización de la creciente cantidad de DER. Por último, el desarrollo de **inversores inteligentes**, dirigidos a los consumidores con DER, mejora la calidad de onda de la electricidad generada por sus instalaciones favoreciendo su consumo y su vertido al sistema eléctrico.