

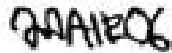
Trabajo de Grado:

Surgimiento de nuevos agentes económicos de la transición energética

Simón Dib Hoyos

Asesor:

John Jairo García Rendón



Universidad EAFIT

Medellín

2021

1. Introducción

En los últimos años, la problemática social sobre el cambio climático y sus consecuencias han sido un gran determinante en la evolución de las actividades humanas en el planeta, o, mejor dicho, en el impacto que estas tienen sobre la Tierra. Los niveles de concentración de CO₂, definido como el mayor contribuyente al cambio climático, ha venido aumentando durante los últimos años a una tasa récord (AEMA, 2017), lo que ha llevado a una tendencia de “Descarbonización” a nivel global, la cual apunta a la eliminación del consumo de combustibles fósiles en la economía. Además, de haberse incluido en tres de los Objetivos de Desarrollo Sostenible - ODS: i) Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos, ii) Energía no contaminante y, iii) Lograr que las ciudades y comunidades sean resilientes y sostenibles (UNDP, 2020).

Este proceso de descarbonización representa un reto que está transformando todos los sectores de la economía, en especial, el eléctrico (Romero & Mach, 2020). Esto debido a que la forma convencional de generación de energía a través de la quema de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y lignito representan la principal fuente de emisión de gases efecto invernadero (CO₂) (AUMA, 2014) y, por tanto, unos mercados más rápido que otros están atravesando una transición energética. Por ejemplo, Alemania que desde el 2000 promulgó la Ley de energías renovables y, que después, de los programas implementados por la Unión Europea, es un referente a nivel mundial sobre este tema (Botero, Cardona y García, 2019).

La transición energética, definida como una serie de cambios graduales que consisten en la incorporación de nuevos métodos o técnicas tanto de generación como de aprovechamiento de la energía (Roa González, 2018). En términos actuales, esta transición está basada según IRENA (International Renewable Energy Agency) en dos pilares fundamentales: la eficiencia energética y las energías renovables no convencionales, esto debido a que en conjunto podrían llegar a reducir en un 90% las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía. La transición energética es la guía para generar un cambio disruptivo en el sector eléctrico convencional para poder llegar así a un sistema sostenible, inteligente y eficiente.

En el uso de tecnologías de generación de energía renovable "energía verde" están incluidas fuentes de energía eólica, fotovoltaica, geotérmica, biomasa o hidroeléctrica (entre otras), estas dan forma a la generación distribuida (GD), expansión o transición de la matriz de generación (García Rendon, Giraldo Estrada, & Montoya Posada, 2020), sin embargo, este método de generación no es el único factor de transición, también se deben tener en cuenta los nuevos sistemas de almacenamiento distribuido, redes inteligentes y mecanismos de gestión activa de la demanda. A la GD y a este conjunto de sistemas de operación conjunta se reconocen internacionalmente como "Distributed Energy Resources (DER)" o Recursos Energéticos Distribuidos (Malmedal, Kroposki, & Sen, 2008). En términos teóricos, la implementación de estos recursos distribuidos de energía son la clave para lograr el objetivo de transición, pero hablando en términos económicos, la regulación y el papel que los estados juegan para poder lograr una transformación fluida es esencial.

Según lo mencionado en el segmento anterior se debe resaltar que, para poder lograr esta neutralidad en emisiones, es necesario tomar acciones tanto por el lado de la oferta (producción a través de generación distribuida) como de la demanda (gestión de la demanda y eficiencia energética).

Recientemente se le ha considerado a esta transición como "la culminación de la transición energética" en virtud de que en muchos países ya se está produciendo y la implementación de estos recursos distribuidos es cada vez más común. Los resultados obtenidos no son solo prometedores desde el punto de vista medio ambiental, también se han logrado evidenciar ventajas económicas reales. La implementación de gestión distribuida ha mostrado una dinamización del mercado, una reducción en pérdidas y ha logrado hasta un impacto en el precio que se paga por la energía. Este mecanismo de generación junto con las redes inteligentes, las cuales logran lecturas de los parámetros eléctricos a una velocidad mucho mayor a lo tradicional que facilita la implementación de programas de eficiencia energética y gestión de la demanda, han habilitado la implementación de nuevos productos y servicios dentro del sistema, dando así el surgimiento a nuevos actores del mercado, enfoque principal de este trabajo.

Esta gran tendencia de descarbonización de la energía es un hecho y ha llevado a un cambio total en el paradigma en el cual se basan los sistemas eléctricos. El modelo tradicional

de producción de energía centralizada basada en plantas de generación está siendo gradualmente sustituido por un sistema basado en los recursos energéticos distribuidos, o, en otras palabras, por un sistema de energía descentralizado resultado de disrupciones tecnológicas que está dando origen a nuevas actividades económicas (Deluque Carmona, 2008).

2. Marco teórico

Los mercados energéticos en todo el mundo están atravesando por unos cambios disruptivos. Un sistema energético descarbonizado, dominado por fuentes renovables, es el núcleo de la transición hacia un futuro energético sostenible. La participación de la energía renovable en el sector eléctrico aumentaría del 25% en 2017 al 85% para 2050, principalmente a través del crecimiento de la generación distribuida, encabezada por energía solar y eólica. Esta transformación requiere nuevos enfoques para la planificación del sistema eléctrico, las operaciones del mercado y del sistema, y la regulación y las políticas públicas (IRENA, 2018; Amin, 2018).

Estos cambios se están dando en todos los niveles del sector, donde la energía renovable reemplaza la generación de combustibles fósiles y la gestión del lado de la demanda aumenta el uso eficiente de las redes. Una de las disrupciones principales del sector se centra en la adopción de un sistema eléctrico descentralizado 'red inteligente' que hará uso de la GD, baterías e infraestructura de medición avanzada para permitir que los consumidores, minoristas u operadores de redes de electricidad despachen en diferentes momentos (Wolsink, 2012). El uso de estas tecnologías, un sistema eléctrico descentralizado puede reducir la necesidad de capacidad de generación adicional para satisfacer las cargas máximas, aumentar la eficiencia energética al reducir las pérdidas en las líneas y puede facilitar la adopción de la generación de energía renovable a pequeña escala (Zangiabadi, 2011).

Desde 1990, el sistema de producción de energía alrededor del mundo se ha orientado hacia la concentración de la generación y un mayor grado de integración, lo que conduce al paradigma tradicional de la electricidad centralizada (US DOE, 2007). Este movimiento fue impulsado por una serie de factores como: i) economías de escala (reducción del costo marginal de electricidad), ii) la búsqueda de eficiencia energética, iii) innovación en la

transmisión (corriente alternativa), y vi) la búsqueda de confiabilidad (grandes instalaciones de producción conectadas a la red de transmisión) (Martin, 2009; Carvalho, Zhang, Murphy, Leibowicz, & Larsen, 2020).

En el diseño del sector resultante de esta motivación por concentración e integración, la energía es generada, transportada a largas distancias mediante la red de transmisión y a medianas distancias mediante la red de distribución para ser finalmente comercializada y aprovechada por el cliente final. En un trabajo desarrollado por Mc Donald en 2008 define sobre el sistema convencional lo siguiente:

“Las arquitecturas tradicionales de los sistemas de energía eléctrica reflejan los impulsores de políticas estratégicas históricas para la construcción de centrales eléctricas a gran escala, centralizadas, centrales térmicas (hidrocarburos y nucleares) que proporcionan suministros de energía a granel a los centros de carga a través de la transmisión de electricidad integrada (alto voltaje: 400 , 275 y 132 kV) y sistemas trifásicos de distribución (media, baja tensión: 33 kV, 11 kV, 3,3 kV y 440V)”

Este paradigma de generación centralizada ha sido el objeto de muchos estudios, los cuales están enfocados en las principales deficiencias de este sistema energético (Martínez, Miralles, Rivier, & Calvillo, 2017). Entre los puntos destacados se encuentran: i) costos de transmisión y distribución (30% del costo de la energía entregada en promedio), ii) electrificación rural, iii) inversión en transmisión y distribución, y iv) eficiencia energética (EIA, 2009). Estos sin tener en cuenta el impacto medioambiental que este sistema representa.

Los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) ofrecen una alternativa a este sistema tradicional, son pequeñas y modulares tecnologías de generación y almacenamiento de energía (Leithon, Werner, & Visa, 2020). Es un recurso ubicado cerca del punto de consumo que puede proveer toda o parte de las necesidades energéticas del consumidor y así ofrecen un sistema de producción de energía descentralizado. Entre los diferentes tipos de DER se incluyen la energía fotovoltaica (PV), eólica, calor y energía combinados (CHP), almacenamiento de energía, respuesta activa de la demanda (DR), vehículos eléctricos (VE), microrredes y eficiencia energética (EE) (Martínez, Miralles, Rivier, & Calvillo, 2017). Se instalan junto a las unidades de consumo de electricidad, como el hogar, el negocio, etc., y

ofrecen una alternativa mejorada a la red eléctrica tradicional. Los DER están diseñados para distribuir energía de una manera más inteligente para mejorar la confiabilidad, reducir los costos, aumentar la eficiencia y satisfacer las demandas futuras de los consumidores (Coddington, O'Neil, & Stewart, 2018).

Entre los aspectos clave que motivan la incorporación de este sistema distribuido de energía destacan las siguientes ventajas técnicas y económicas (Poudineh & Jamasb, 2014; Funsho Akorede, Hizam, & Pouresmaeil, 2010):

- Mejora la resistencia del sistema y la confiabilidad del suministro al reducir la dependencia de la disponibilidad de la red de distribución.
- Reduce las necesidades de inversión en redes de transmisión y distribución.
- Evita las grandes pérdidas de la red de transmisión.
- La inversión económica se diluye entre varios pequeños agentes haciendo posible una participación de los clientes finales. Cada agente puede tomar su propia decisión y elegir una tecnología adecuada.
- El despliegue de DER tiene impactos ambientales significativos, como reducción de gases de efecto invernadero, mayor eficiencia energética, reducción de daños a la salud humana ya que reducen los efectos del cambio climático y usos adicionales de recursos naturales.

Como consecuencia de la implementación de este nuevo modelo descentralizado de generación de energía, las compañías tradicionales del sector se han visto en la necesidad de transformar su modelo de negocio y están pasando de ser suministradoras de energía hacia un proceso de prestación de servicios alrededor de la misma (Hamwi & Lizarralde, 2017). Simultáneamente al surgimiento de nuevos negocios, entre los cuales destacamos tres: el prosumidor, el operador de red distribuido y el agregador.

2.1 Prosumidores

Desde el ascenso del sistema centralizado de energía, la ley moderna denominada la regulación eléctrica, asume que los consumidores son agentes pasivos, es decir, que toman electricidad de la red, pero no proporcionan ningún bien o servicio al sector (Jacobs, 2016). Sin embargo, en los últimos años este paradigma ha cambiado. El avance en las redes

inteligentes, específicamente los DER, han permitido una descentralización del sistema, en el cual tanto los hogares como empresas pueden generar, almacenar y comercializar su propia energía. Esta ruptura de la delimitación ente consumidor-productor ha generado un término denominado “Prosumidor” (Sha, Braams, & Aiello, 2020). En trabajo propuesto por Brown, Hall y Davis (2020), definen este nuevo agente como: Actores que producen y consumen y energía y están activamente modulando su demanda e inyectando sobrantes a la red.

Estos prosumidores de energía están ejerciendo una mayor autonomía en el sentido en el que se apropian más de sus decisiones de consumo o participando en el autoabastecimiento mediante la GD. Sin embargo, estos comportamientos se complementan con sus actividades como participantes del mercado. Algunos prosumidores venden el exceso de energía generada “on-site” a sus empresas de servicios públicos locales, algunos licitan servicios de almacenamiento de energía en mercados de servicios auxiliares (ofrecen reservas de energía operativa a la red) y algunos reciben compensación por reducir su consumo de electricidad a través de programas de respuesta de la demanda, generando así nuevos modelos de negocio (Mahmud, Khan, Ravishankar, Ahmadi, & Siano, 2020).

2.2 Operador de Red Distribuido

La incorporación de Generación Distribuida (GD) a las redes de distribución produce efectos importantes en la operación tradicional de los Operadores de Red de Distribución (DSOs). Las redes de distribución existentes están diseñadas para ser pasivas y transportar electricidad desde la red de transmisión hasta los clientes finales con un nivel mínimo de control, seguimiento y supervisión, y no fueron diseñados para adaptarse a la generación a voltajes más bajos. Por tanto, la GD presenta nuevos desafíos para estos operadores, pero también oportunidades que reflejan los beneficios económicos derivados de redes más activas. Estos desafíos y oportunidades no son solo técnicos (Anaya & Pollitt, 2015).

Para aprovechar estas nuevas oportunidades y mantenerse al día tanto con la transformación del sector energético como con las necesidades cambiantes de los clientes, los DSOs deberán ajustar su función actual. Además, para tener éxito en el proceso de esta transición energética, debe cambiar el marco regulatorio de estos operadores, introduciendo nuevos incentivos para adaptar la operación de las redes de distribución al nuevo paradigma de los DER.

La función de los DSOs implica mantener la seguridad del sistema y la calidad del servicio en las redes de distribución para atender a los clientes de la red. También ayudan a facilitar el mercado, fomentarán el acceso transparente y no discriminatorio y garantizarán la seguridad del sistema y la calidad del servicio. Este proceso ocurre mediante la gestión activa del sistema. Este operador de red adoptará un enfoque más activo hacia el desarrollo, la planificación y la conexión de la red de distribución (Le Cadre, Mezghani, & Papavasiliou, 2019).

En su nuevo rol, los Operadores de Red podrían operar los recursos energéticos distribuidos, si el marco regulatorio lo permite. De lo contrario, estos operadores podrían al menos actuar como facilitadores neutrales del mercado y proporcionar señales de precios de alta resolución a los actores del mercado que poseen dichos activos de flexibilidad. Tener acceso a flexibilidades distribuidas tendría el doble objetivo de optimizar el uso de las redes de distribución y minimizar la necesidad de futuras inversiones en la red (IRENA, 2019).

2.3 Agregadores

Los programas de respuesta activa de la demanda (DR), componente clave de los DER, se han implementado con éxito en grandes consumidores industriales, lo cual ha permitido la reducción de los precios de la electricidad, y la demanda de carga de la red (Märkle-Huß, Joscha, Feuerriegel, & Neumann, 2018). Sin embargo, este mecanismo se enfrenta a más desafíos con respecto a los pequeños consumidores, por ejemplo, el sector residencial. Para agregar pequeños consumidores y diseñar programas de DR adecuados para ellos, se necesitará una entidad conectora entre los usuarios finales y el operador. Los agregadores de DR son entidades nuevas en el mercado de la energía que funcionan como intermediarios entre el operador de red y los clientes voluntarios (posiblemente prosumidores). Los agregadores ofrecen participar en programas de DR a los clientes, por lo que los clientes voluntarios pueden contribuir en los mercados de la electricidad de forma indirecta. Un agregador es una agrupación de agentes en un sistema de energía (es decir, consumidores, productores, prosumidores o cualquier combinación de ellos) para actuar como una sola entidad cuando se involucran en los mercados de sistemas de energía (tanto minorista como mayorista) o venden servicios al operador (MIT, 2016).

3. Metodología

Para la investigación se realizó una amplia revisión de literatura relacionada con el objeto de estudio, tanto en mercados internacionales como a nivel nacional. Esta fue la base de la metodología para la aclaración de los conceptos claves. Para esta revisión se tomaron en total 138 artículos y publicaciones académicas de autoridades oficiales e instituciones del sector. La obtención de este material es por medio de una búsqueda en las bases de datos académicas más pertinentes como: Science Direct, WoS y Scopus. Además, se buscó información pertinente en instituciones destacadas del sector energético y bases de datos especializadas como IEEE y la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés).

Para realizar la búsqueda bibliográfica se utilizaron palabras clave en inglés que van desde aspectos más generales como: “Energy Transition”, “Distributed Energy Resources” y “Centralized Energy Generation”; hasta palabras claves más específicas como “Prosumer”, “DSO (Distributed System Operator)” y “Aggregator”. Aparte de este método de búsqueda preciso se llevará a cabo una revisión del desarrollo de estos puntos clave en países líderes de esta transición energética como lo son: Alemania, Reino Unido, Estados Unidos y Australia.

Ahora bien, como ya se mencionó al inicio, recientemente la penetración de recursos renovables en los sistemas de energía, especialmente en las redes de distribución ha aumentado como una forma de reducir las emisiones en la industria de energía eléctrica en todo el mundo. Para la búsqueda bibliográfica del agente prosumidor se tomaron las palabras claves como “Prosumer”, “Peer to Peer”, “Self-consumption”, “Commerce”, “Energy trading”, “Smart Power Grids” entre otras. La Figura 1 muestra las palabras más pertinentes relacionadas con el prosumidor.

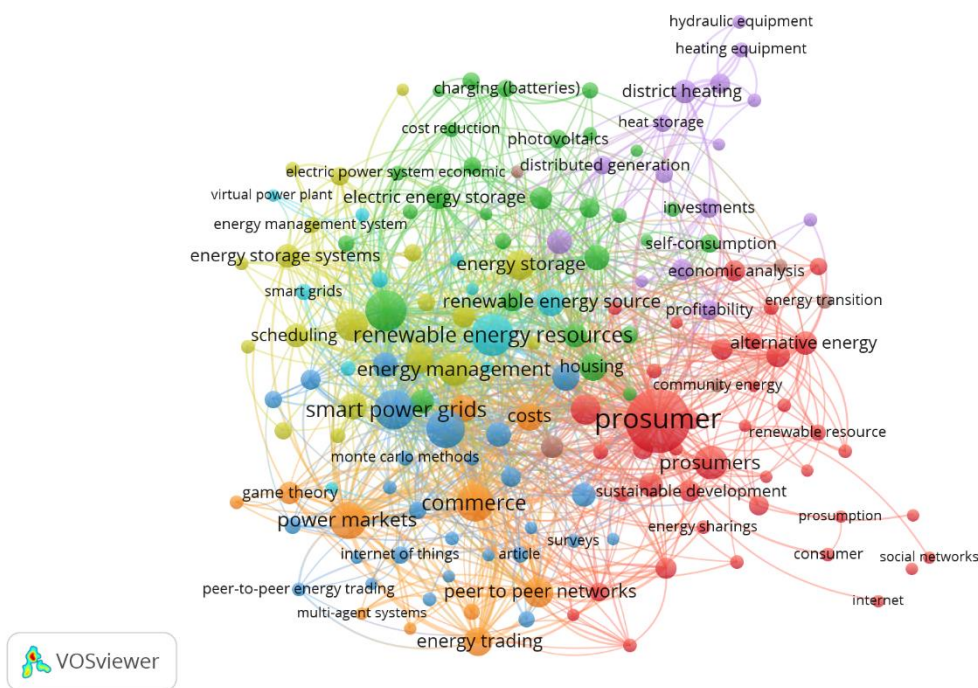


Figura 1. Búsqueda bibliográfica palabra clave: Prosumer. Fuente: Scopus

Respecto a los Operadores de Red de Distribución (DSOs) se tuvo en cuenta para encontrar bibliografía de este agente la información sobre la proporción cada vez mayor de recursos energéticos distribuidos en la red de distribución que brinda oportunidades para utilizar los recursos para el beneficio general, tanto del operador del sistema de transmisión como del operador del sistema de distribución (DSO). Así las cosas, las palabras claves más relevantes para esta búsqueda fueron “DSO”, “Local Area Network”, “Power System Control”, “Congestion Managment”, “Distribution System Operator”, “Distribution Network” y “Sales”. En la Figura 2 se muestra el desarrollo de esta búsqueda.

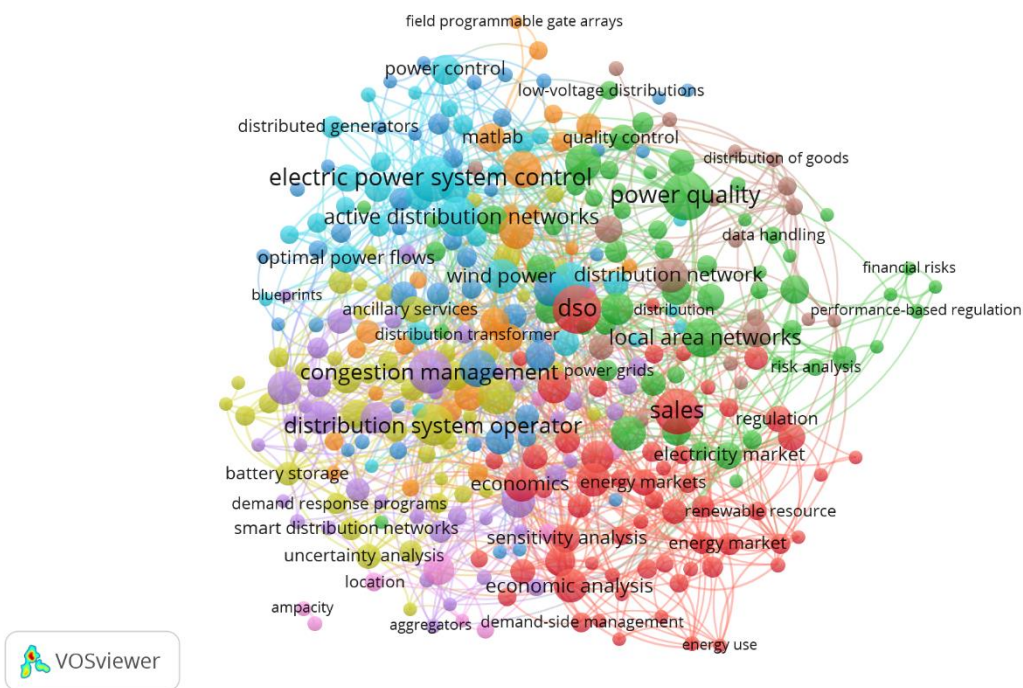


Figura 2. Búsqueda bibliográfica palabra clave: DSO. Fuente: Scopus

Por su parte, para realizar la búsqueda sobre los agregadores de energía se encuentra información relacionada con el consumidor residencial y la capacidad de decidir el precio de la energía eléctrica que necesita en el mercado mientras esté instalado un agregador. De esta manera, la Figura 3 muestra las palabras claves para llevar a cabo la investigación de los agregadores. Entre estas resaltan las palabras con mayor concurrencia como “Aggregator”, “Renewable Energy Source”, “Distribute Energy Resource”, “Energy Managment”, “Energy Storage”, “Scheduling” y “Demand Response”.

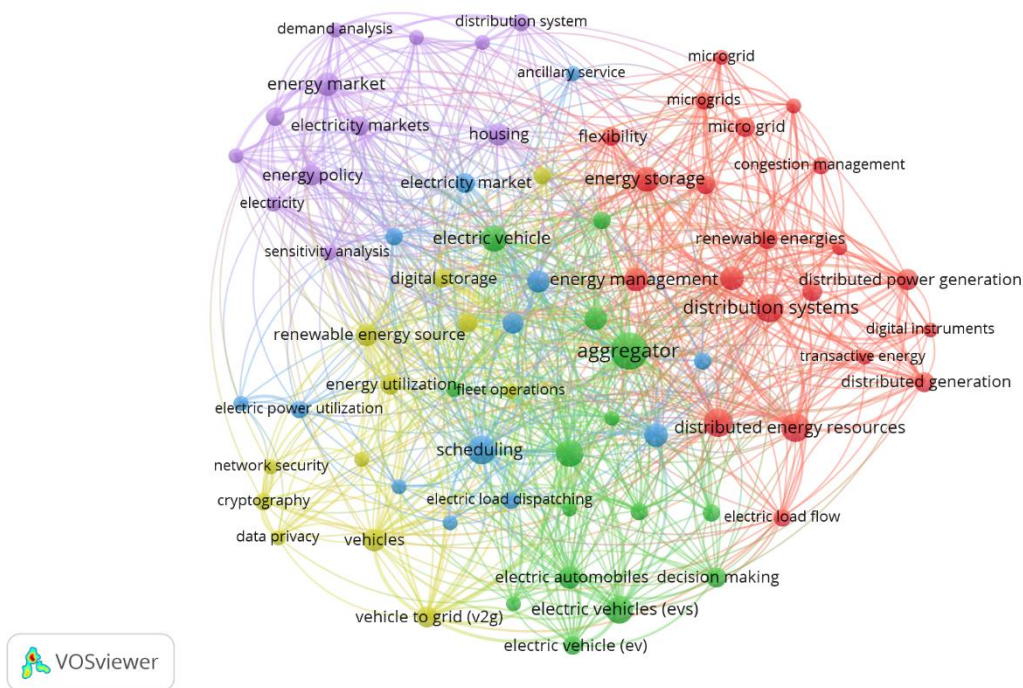


Figura 3. Búsqueda bibliográfica palabra clave: Aggregator. Fuente: Scopus

4. Resultados

A partir de la revisión de literatura se encontró un gran número de actores clave que forman parte de la transición energética. Principalmente hubo cuatro hallazgos importantes. Los prosumidores que se definen como consumidores de electricidad que producen parte de sus necesidades de electricidad a partir de su propia planta de energía y utilizan la red de distribución para inyectar el exceso de producción y retirar electricidad cuando la autoproducción no es suficiente para satisfacer sus propias necesidades (ECRB, 2020). En segundo lugar, se hallan los Operadores de Red Distribuidos o descentralizados, los cuales figuran como facilitadores del mercado enfocados en el desarrollo, planificación y conexión de la red de distribución mediante una gestión activa (Le Cadre, Mezghani, & Papavasiliou, 2019). Por último, se encuentran los agregadores como uno de los principales nuevos modelos de negocio, estos son básicamente una agrupación de agentes en un sistema de energía para actuar como una sola entidad cuando se involucran en los mercados de sistemas de energía o venden servicios al operador (MIT, 2016).

Además del surgimiento de estos tres agentes, se logra evidenciar en la literatura el surgimiento de algo llamado “comunidad energética”.

En un sentido amplio, las comunidades energéticas son procesos contiguos tanto de la transición energética como de la innovación social. Como proyectos de energía descentralizados y basados en energías renovables, pueden promover prácticas de producción y consumo de energía sostenible (Larrea Basterra & Bilbao Ozamiz , 2020). Como iniciativas de empoderamiento del consumidor e impulsadas por la comunidad, las comunidades energéticas pueden desempeñar un papel clave para la innovación social, ya que reflejan un cambio fundamental en el comportamiento del consumidor. El consumidor tradicionalmente pasivo se está convirtiendo en un prosumidor de energía, copropietario de instalaciones de energía renovable y participante de la comunidad energética (Van Der Schoor et al., 2016).

4.1 Prosumidor de Energía

Los prosumidores han sido descritos en la literatura, por ejemplo, a través de su estatus legal; tipo de organización; tamaño; tipo de energía que generan; tipo de fuentes de energía que utilizan; cantidad de energía producida, consumida o vendida; o su relación con la red eléctrica (Comisión Europea, 2016; Jacobs, 2017; Kampman, Blommerde, & Afman, 2016; Masera, & Couture, 2015; IEA-RETD, 2014; Sajn, 2016).

Una forma común de categorizar a los prosumidores es a través de su papel en los mercados energéticos; las grandes compañías de servicios públicos y los agentes minoristas consideran a los prosumidores como clientes principales. El prosumidor se puede clasificar de la siguiente manera: residencial, comercial o industrial. El tamaño o clasificación de este es relevante para las actividades de prosumismo, en especial cuando se trata de la participación en los procesos regulatorios. Los pequeños prosumidores residenciales tienden a carecer de los medios y la sofisticación para participar vigorosamente en los debates legislativos y regulatorios. Los clientes comerciales e industriales más grandes tienen un mayor interés en los resultados regulatorios (porque sus niveles de participación en el programa tienden a ser más altos) y, a menudo, tienen los recursos para influir en la formulación de políticas de una manera que los prosumidores de menor escala no tienen (Zepter, Lüth, Crespo del Granado, & Egging, 2019).

Los prosumidores domésticos, por lo general, incluyen hogares, edificios de apartamentos y asociaciones de vivienda. Los prosumidores residenciales normalmente ocupan locales a los que se les suministra electricidad y utilizan la energía eléctrica para iluminación, calefacción, cocina y energía para fines domésticos (Li, Lim, Ni, Zhong, Xiao, & Hao, 2020).

Entre los prosumidores comerciales se encuentran, por ejemplo, microempresas, medianas y grandes empresas, almacenes, centros comerciales, hospitales, escuelas, oficinas o instalaciones deportivas. Los prosumidores comerciales utilizan electricidad, calefacción y refrigeración para su propio uso y crean productos y servicios para el público (Rosen, & Madlener, 2016)

Los prosumidores industriales son consumidores de energía que se dedican principalmente a la fabricación y son, por ejemplo, fábricas, minas, molinos, plantas o granjas. La Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (2015) define a los prosumidores industriales como: “operadores industriales que producen una parte o la totalidad de sus necesidades de energía en el sitio con tecnologías de energía renovable y venden el exceso a la red nacional o comunidad local ”.

Una de las formas más sencillas de etiquetar a los prosumidores como residenciales, comerciales o industriales se basa en el tamaño de su sistema energético. Muchos estados de la Unión Europea clasifican a los prosumidores en residenciales, comerciales e industriales según la cantidad de energía que producen y demandan. El límite comúnmente utilizado para los prosumidores residenciales es de 10 kilovatios (kW), entre 10 kW y 250 kW para los prosumidores comerciales y más de 250 kW para los prosumidores industriales (IEA-RETD 2014).

De acuerdo con Horstink et al., (2020) existe una distinción entre aquellos actores que son prosumidores propiamente, es decir, que producen y consumen energía a partir de fuentes de energía renovable, como entidad o a través de sus miembros; y aquellos actores que se conocen como “stakeholder” y son quienes fomentan a los prosumidores respecto a las fuentes de energía renovable, es decir, que facilitan, promueven, financian, apoyan, entre otras cosas este tipo de consumidores. La siguiente tabla muestra la definición de cada uno.

Actor	Definición
Prosumidor de fuentes de energía renovable	Un actor colectivo que produce energía a partir de fuentes renovables con el objetivo primordial de satisfacer sus propias necesidades energéticas y/o las de sus miembros, y en algunos casos vender el exceso de energía a los clientes, participando activamente en los mercados energéticos.
Stakeholder	Organizaciones, instituciones o colectivos, o sus representantes, que influyen, facilitan, se benefician y/o pueden obstaculizar el desarrollo y evolución de las iniciativas de prosumidores de Fuentes de Energía Renovables, en particular, su forma colectiva.

Tabla 1. Actores prosumidores. Adaptado de Horstink et al., (2020)

4.1.1 Oferta de servicios

En el sistema de redes inteligentes, los usuarios finales incluyen consumidores y prosumidores de electricidad. Un prosumidor produce energía y puede almacenarla localmente. Por tanto, el prosumidor produce energía para su propio consumo o para revenderla en un mercado de intercambio de energía abierto. Entre los servicios encontrados se incluyen tres partes. El primero es el intercambio de energía entre pares (P2P) que es responsable del intercambio de energía y las transacciones entre los prosumidores. El segundo servicio está basado en el sistema de almacenamiento de energía para un prosumidor. Por último, se presenta un enfoque sobre el costo de producción y almacenamiento de energía que ayuda con la toma de decisiones, es decir, si vender, almacenar o usar electricidad (Sha, Braams, & Aiello, 2020).

4.1.2 Intercambio de energía P2P

En este modelo P2P, cualquier parte conectada a la red de distribución puede comercializar e intercambiar energía con cualquier otra persona y el precio de la energía se establece de forma dinámica para cada transacción. Un mercado de la energía conecta a todos los usuarios finales, incluidos los prosumidores, para negociar la energía a diferentes precios en tiempo real. Entre los principales aportes a estos conectores de mercado se encuentran las plantas de energía virtual (VPP) y la plataforma de intercambio de electricidad inteligente (STEP) (Murkin, Chitchyan, & Byrne, 2016; Mahmud, Khan, Ravishankar, Ahmadi, & Siano, 2020). Las topologías de las redes de distribución definen las fronteras del mercado que son de naturaleza geográfica (Sha, Aiello, 2020).

El comercio de electricidad P2P no solo permite que los prosumidores de energía se beneficien de la venta del excedente de electricidad a los consumidores de energía en la misma red eléctrica, sino que también puede maximizar las ventajas de la generación distribuida, como minimizar las pérdidas de transmisión y estabilizar el suministro eléctrico (An, Lee, Yeom, & Hong, 2020). Países líderes como el Reino Unido, los Países Bajos y Alemania han desarrollado plataformas de comercio de electricidad P2P que permiten el comercio directo de electricidad entre el prosumidor y el consumidor de energía, y las han puesto en práctica (Piclo, 2019; Vandebron, 2019; Sonnen Community, 2019). Sin embargo, como las condiciones del mercado de la electricidad son diferentes para cada país, los métodos de negociación también varían.

Bajo el modelo de P2P a la red de distribución se le paga una tarifa de administración más una tarifa por su función de distribución, dependiendo del tipo y cantidad de servicio y la distancia entre el proveedor y el consumidor. Los mercados P2P pueden implicar numerosas relaciones contractuales a largo plazo o ad-hoc entre agentes prosumidores, o entre un proveedor de servicios individual y un consumidor. Adicionalmente, los grupos de prosumidores organizados puede presentar oportunidades para que las organizaciones locales, los vecindarios o las comunidades gestionen de manera eficiente y dinámica sus necesidades energéticas, teniendo en cuenta los recursos de equilibrio locales, por ejemplo, edificios y hogares inteligentes, las necesidades de las partes interesadas y los servicios de consumo disponibles (Parag & Sovacool, 2016). La Tabla 2 muestra las características de estos modelos.

Modelo	Rol	Función	Relación con los agentes convencionales	Principales desafíos
P2P	Facilitar la organización de transacciones entre dos o más agentes individuales.	Distribuir servicios del mercado de prosumidor entre agentes	Los prosumidores compiten con las empresas de servicios públicos por los clientes	Costo de construcción y mantenimiento de una red de distribución diversa y altamente distribuida. Garantía de

				responsabilidad y rendición de cuentas para la prestación de servicios energéticos seguros y de alta calidad.
Grupos de prosumidores organizados	Servir a los intereses de un grupo de prosumidores. por ejemplo, la comunidad.	Proporcionar servicios energéticos de alta calidad para todos, optimizando la integración de un número limitado de grupos de prosumidores organizados en el sistema.	Los prosumidores actúan principalmente como socios que brindan diversos servicios a la red. A veces, pueden convertirse en competidores de generación.	Integrar y optimizar grandes cantidades de datos proporcionados por grupos prosumidores. Complejidad y altos costos de transacción de la gestión de las relaciones de prosumidores.

Tabla 2. Modelos P2P Y Grupos de prosumidores organizados. Adaptado de Parag y Sovacool, (2016).

Como ya se ha mencionado, un prosumidor produce energía y puede almacenarla localmente. Por lo tanto, el prosumidor produce energía para su propio consumo o para revenderla en un mercado de intercambio de energía abierto entre pares. Existe una plataforma de intercambio de energía entre pares que es responsable del intercambio de energía y las transacciones entre los prosumidores. También hay un sistema de almacenamiento de batería para un prosumidor. Además existe un enfoque para estimar el costo de producción y almacenamiento de energía para ayudar a los sistemas de almacenamiento de baterías con la toma de decisiones, es decir, si vender, almacenar o usar electricidad. Sha, Braams, Aiello (2020) proponen un modelo para el intercambio de energía entre pares entre los prosumidores. En este modelo, cualquier parte conectada a la red de distribución puede intercambiar e intercambiar energía con cualquier otra persona y el precio de la energía se establece dinámicamente para cada transacción. Un mercado energético conecta a todos los usuarios finales, incluidos los prosumidores, para negociar la energía comercial a precios variables en tiempo real. Entonces, el comprador de energía está interesado en tomar decisiones de aprovisionamiento de energía para encontrar los

proveedores de energía más económicos considerando los precios y las pérdidas de la energía (Yao, Gao, Chen, Yang , & Chen, 2021).

4.1.3 Almacenamiento de energía

Como se espera que los costos de los sistemas de almacenamiento de energía continúen cayendo (Nykvist y Nilsson, 2015), como se muestra en la figura 2, habrá oportunidades adicionales para que los prosumidores asuman más control sobre su utilización de electricidad y aumenten el autoconsumo de la electricidad generada por sus propios paneles fotovoltaicos. Breen (2013) ha argumentado que el futuro del almacenamiento está detrás del medidor. Una consecuencia de tal desarrollo será que los patrones de los perfiles de carga de los consumidores cambiarán cada vez más de las actuales curvas de demanda residencial.

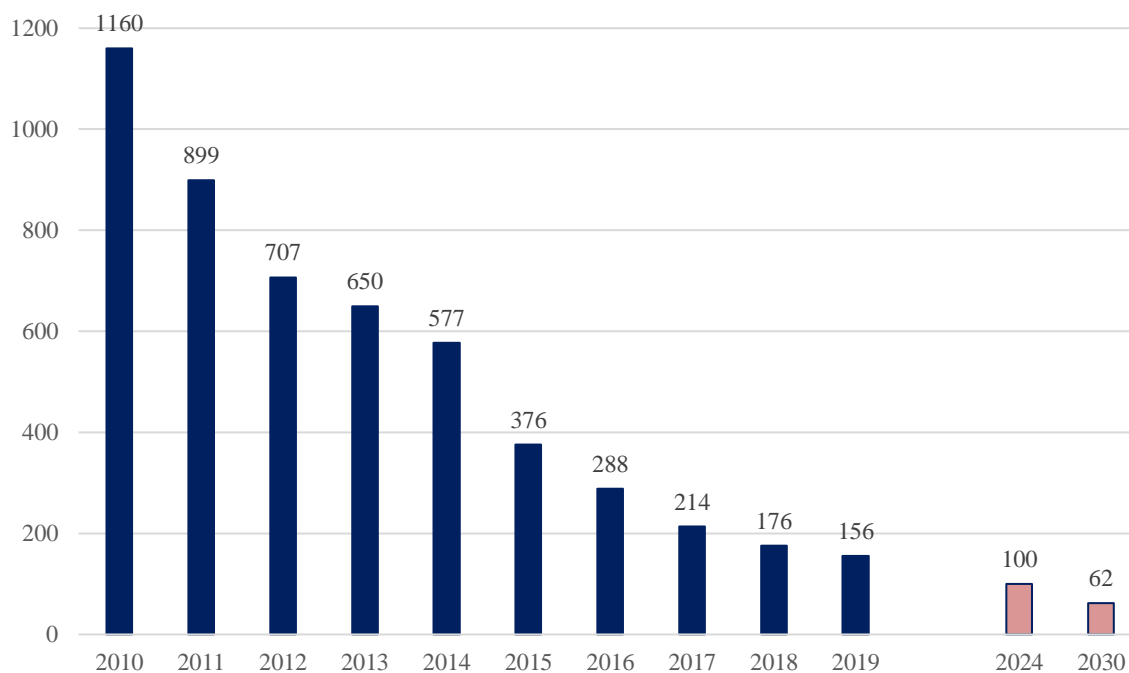


Figura 4. Caída de los costos promedio de las baterías (USD/kWh). Tomado de: BloombergNEF

A nivel residencial, la generación distribuida a partir de paneles fotovoltaicos, que alcanza su punto máximo de generación alrededor del mediodía, generalmente no coincide con las variaciones diarias en la demanda de electricidad residencial, por lo que los picos ocurren durante las mañanas y las noches. El almacenamiento distribuido a pequeña escala ayuda a cerrar esta brecha al permitir el traslado del suministro de electricidad fotovoltaica a

horas posteriores. Nair y Garimella (2010) han evaluado los beneficios tecno económicos de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía como un medio para integrar la GD a pequeña escala. Los beneficios económicos para los prosumidores de los sistemas de baterías generalmente surgen de la diferencia entre los precios minoristas y mayoristas de la electricidad. La electricidad que los hogares alimentan a la red a menudo se cotiza al precio del mercado mayorista, mientras que el precio minorista de la electricidad comprada suele ser más alto, incluidos los impuestos y las tarifas de la red (Zepter, Lüth, Crespo del Granado, & Egging, 2019).

Los sistemas de almacenamiento que están conectados a la generación fotovoltaica distribuida tienen el potencial de reducir las fluctuaciones de voltaje asociadas con la alimentación intermitente en diferentes ubicaciones en una red de bajo voltaje, y también pueden ayudar a nivelar los picos de demanda de electricidad (Heinisch, Odenberger, Göransson, & Johnsson, 2019).

En comparación con el sistema de energía tradicional, el modelo de sistemas de almacenamiento de energía en cooperación con el intercambio de energía P2P tiene una reducción significativa del costo de energía para los usuarios finales y se estima que una inversión en este sistema de almacenamiento se recupere en alrededor 13 años, todo basado en la máxima reducción del costo energético. En un trabajo desarrollado por Sha, Braams y Aiello en 2020 sobre las casas residenciales holandesas equipadas con paneles fotovoltaicos o turbinas eólicas, demostró que la instalación de sistemas de almacenamiento de energía beneficiará tanto a los usuarios finales como a la infraestructura de distribución y se espera que, para los usuarios finales de otros países europeos, sea posible obtener ventajas en el ahorro de costes energéticos acoplando a estos modelos de negocio.

4.1.4 Facilitadores del prosumidor

Para que los consumidores tradicionales adopten nuevas tecnologías, es necesario que exista una combinación correcta de factores económicos y no económicos (Rickerson, Couture, Barbose, Jacobs, Parkinson, Chessin, Belden, Wilson, Barrett, 2014).

La disponibilidad de habilitadores tecnológicos es un requisito básico para el prosumidor energético. La energía solar fotovoltaica se ha vuelto eficiente y asequible. Se están

desarrollando soluciones de almacenamiento de baterías para el hogar y los niveles de precios están comenzando a disminuir. Las redes eléctricas se están convirtiendo en redes inteligentes que permiten el flujo bidireccional de energía e información generando una gran cantidad de datos de consumo, producción y distribución. Contadores inteligentes que forman parte de una infraestructura de medición automática (AMI) gestionan la medición y el control de la energía y proporciona grandes cantidades de datos de producción y consumo que, a su vez, se pueden utilizar para proporcionar mejores herramientas para el seguimiento de la energía, la automatización de la gestión de los prosumidores y las aplicaciones de control remoto, todos los cuales pueden reducir el umbral de evolución de consumidor a prosumidor (Parag, Sovacool, 2017; Alqahtani, Hu, 2020; Kusakana, 2020).

Muchos consumidores invierten en estas tecnologías de almacenamiento y generación “on-site” y participan en programas de gestión de la demanda porque les proporciona un mayor control sobre su suministro de electricidad y sus patrones de consumo. Como ejemplo extremo, considere una estrategia de “desconectarse de la red” por completo. Las razones principales por las que las personas pueden desear generar toda su energía se centran en el deseo de una mayor autonomía. Es posible que deseen vivir en un lugar aislado sin acceso a un sistema de servicios públicos. También pueden desear un control total sobre la fuente de su consumo de energía por razones ambientales (Campos, Marín-González, 2020).

Sin embargo, una motivación clave para el prosumismo es económica. Los clientes individuales de electricidad a menudo pueden ahorrar dinero en sus facturas de servicios públicos, o incluso obtener una ganancia neta al generar energía en el sitio, usar el almacenamiento de energía para complementar la generación o proporcionar servicios de vuelta a la red, participar en programas de demanda y eficiencia energética. Incluso teniendo en cuenta los efectos de los subsidios gubernamentales, los costos de capital de los sistemas solares “on-site”, en particular, han disminuido vertiginosamente en los últimos años. Además, los beneficios que los clientes pueden obtener al participar en estos programas de gestión de la demanda han aumentado (Jacobs, 2016).

Los estados y regulaciones a nivel global han ofrecido cada vez más incentivos para la autogeneración de los clientes. Entre los principales instrumentos de política económica hallados en la literatura para impulsar el prosumismo se incluyen la medición neta, las tarifas

de alimentación (FIT), los subsidios a la inversión, las exenciones de impuestos, los precios dinámicos (TOU) y regulaciones (Ramirez, Honrubia-Escribano, Gomez-Lazaro, & Pham, 2017).

Sin embargo, unos de los principales desafíos encontrados son los problemas para establecer el precio correcto de la energía que estos prosumidores venden a la red. La preocupación aquí es el “subsidio cruzado”, como lo menciona Jacobs (2016), la idea de que estos consumidores tradicionales puedan estar pagando precios más altos por la energía para subsidiar los pagos a los prosumidores. Esta problemática es debida a los costos fijos que tienen grandes compañías eléctricas centralizadas ya que estos costos están reflejados en el precio que ofrecen al cliente (el cargo por kilovatio-hora de electricidad). Estos prosumidores al ejercer su actividad ocasionan una contracción de la demanda de energía que se requiere de la red, lo que lleva a un aumento del precio por parte de estas “utilities” y, por tanto, el mayor afectado es el consumidor tradicional.

Muchos mercados como por ejemplo en Alemania ofrecen a los prosumidores de generación distribuida alguna versión de un programa de medición neta. Con este sistema de medición, los prosumidores reciben un crédito en su factura de electricidad por la cantidad de energía que producen que fluye de regreso a la red. En esencia, se le retribuye a la tarifa minorista completa por cualquier energía que produzcan que supere sus propias necesidades. Si bien esta tasa proporciona una compensación generosa a los prosumidores, se consideran necesarios incentivos monetarios para superar las barreras de costos en las primeras etapas de desarrollo de sistemas de generación distribuido (Oberst, Schmitz, & Madlener, 2019).

4.2 Operador de Red Distribuido

La descarbonización de nuestras economías y el consecuente proceso hacia una sociedad más sostenible están en el núcleo de las políticas medioambientales establecidas. Los Operadores de sistemas de distribución (DSO) son responsables de entregar la electricidad desde el nivel de alto voltaje hasta los clientes finales. Estos agentes se encuentran entre los principales actores en la transición energética. Como parte del paquete legislativo Energía limpia para todos los europeos, los DSO tienen un papel importante en el mercado energético como facilitadores neutrales del mercado, pero también como innovadores que impulsan la transición del sistema energético hacia un futuro más sostenible (IEA, 2020).

El Clean Energy Package (CEP) de la Unión Europea establece a los DSO como operadores activos del sistema. Se espera que los DSO desarrollen planes de inversión de red plurianuales que consideren el compromiso entre expandir la red de distribución y obtener flexibilidad para lidiar con los picos del sistema local. Algunos de los activos que se espera que creen nuevos picos en las redes de distribución en el futuro, como los vehículos eléctricos y las bombas de calor, también pueden ser parte de la solución si se gestionan de forma inteligente (Prettico , Marinopoulos, & Vitiello, 2021).

Dependiendo sobre el marco regulatorio vigente, El nuevo rol de los DSO Incluye:

- Los DSO como facilitadores neutrales del mercado (por ejemplo, evitando la propiedad de la infraestructura de almacenamiento de electricidad y carga de vehículos eléctricos);
- Adquisición de servicios de red basada en el mercado a partir de recursos energéticos distribuidos (DER); y
- Beneficiarse de los recursos energéticos distribuidos optimizando el uso de las redes de distribución existentes y aplazando nuevas inversiones, ya sea mediante el control directo (operación) de los recursos energéticos distribuidos o mediante señales de precios basadas en el mercado a otros actores del sistema eléctrico, como los agregadores.

Sumado a lo ya dicho, el DSO establece las bandas y límites para la provisión de energía reactiva por DER, teniendo en cuenta su tipo de generación y características intrínsecas, y siguiendo las reglas y políticas establecidas en cada país. Por lo tanto, los mecanismos de gestión de la potencia reactiva son cruciales para que el DSO mejore la coordinación con el TSO asegurando mejores niveles de control de voltaje en el sistema eléctrico. Para Soares et al. (2020) algunos DSO en realidad están cambiando la forma de operar y administrar el sistema de distribución, es decir, considerando la inclusión de pronósticos en las herramientas de planificación operativa y haciendo contratos para anticipar problemas de operación de la red y tener flexibilidades disponibles para resolverlos. Los DER pueden contribuir a resolver problemas de congestión y voltaje al brindar flexibilidad al cambiar su punto de operación esperado. La flexibilidad se puede diseñar en potencia activa o reactiva, lo que permite que el DSO resuelva problemas de red a un cierto costo. Al utilizar

la flexibilidad DER, la función real del DSO permanece intacta, que es garantizar el acceso igualitario a la red para todos los usuarios (consumidores y productores) con los niveles adecuados de seguridad, protección y estabilidad, así como la calidad de servicio requerida (Tsaousoglou, Giraldo, Pinson, & Paterakis, 2021).

Datos clave sobre el papel emergente de los DSOs están presentados en la Tabla 3, seguidos de algunos impulsores.

Descripción	Factores Clave
Países clave que incentivan el papel ampliado de los DSO	Países de la Unión Europea, EE. UU.
Pasos de transformación clave que están tomando los DSO	Implementación de medidores inteligentes, sistemas de monitoreo en tiempo real, creación de igualdad de condiciones para los agregadores, establecimiento de mercados locales, etc.
Impulsores clave para la transición	Ampliación de la capacidad de la red, gestión de la congestión local, necesidad de control de voltaje a la luz del aumento de la participación en la generación de energía renovable
Servicios de flexibilidad	Respuesta del lado de la demanda, inercia sintética, calidad de la energía, gestión de la congestión, control de voltaje, soporte de potencia reactiva

Tabla 3. Datos clave sobre el papel emergente de los DSOs. Adaptado de IRENA et al., (2019).

4.2.1 Red Inteligente

En el futuro, los DSO necesitarán desarrollar sistemas innovadores para resolver problemas de restricciones de la red y gestionar la inyección de energía variable. Esto se puede lograr mediante un mejor uso de las tecnologías de la información y la comunicación (TIC) (Ilieva, Bremdal, Ødegaard Ottesen, Rajasekharan, & Olivella-Rosell, 2016). La aparición de tecnologías digitales avanzadas como sensores, medidores inteligentes, inteligencia artificial y robótica ha desbloqueado formas nuevas y eficientes de administrar la red. Estas soluciones comprenden, entre otras, el control de voltaje automatizado o la reconfiguración automática de la red para reducir la carga de un alimentador de distribución transfiriendo parte de la alimentación de generación distribuida a uno vecino. Las redes de

red habilitadas por estas tecnologías a menudo se denominan redes inteligentes (Bao Nguyen, Scherpen, & Blik, 2017).

El despliegue de tecnologías de redes inteligentes puede permitir una interacción mejorada de los DSO con los consumidores y los DER, lo cual es clave para un operador de sistema. El enfoque más sencillo es exigir que las unidades DER cumplan con ciertos requisitos de comunicación y señales de despacho enviadas por el DSO (Khajeh, Laaksonen, Gazafroud, & Shafie-Khah, 2019). La implementación de estas tecnologías digitales también puede permitir el intercambio de información en tiempo real entre los DSO y los DER (Rousis et al., 2021).

Una de las formas de fomentar la adopción a gran escala de tecnologías de redes inteligentes es a través de marcos regulatorios. Por ejemplo, la Comisión Europea ha ordenado que todos los Estados miembros de la UE actualicen al menos el 80% de sus medidores a versiones "inteligentes" para el año 2020 (IRENA, 2019).

4.2.2 Facilitadores de DSO

A pesar de la transformación del papel de los DSO, estas entidades seguirán reguladas. Por lo tanto, las regulaciones deberían permitir este cambio definiendo claramente las funciones y responsabilidades de los DSO, así como de los propietarios de recursos energéticos distribuidos (IRENA, 2019). La neutralidad y la transparencia deben regir cualquier interacción entre los DSO y los usuarios de la red (Porter, 2018).

Además, para permitir que los DSO interactúen con los DER y obtener de ellos servicios de flexibilidad, se deben desarrollar marcos regulatorios apropiados. Estas medidas deben tener como objetivo desarrollar los mecanismos que fomenten la innovación por parte de los DSO, así como desarrollar especificaciones técnicas y modificar los códigos de red para la prestación de dichos servicios (Olivella-Rosell et al., 2018).

Por ejemplo, en la Oficina de Mercados de Gas y Electricidad del Reino Unido (Ofgem), el regulador de energía adoptó un nuevo modelo regulatorio llamado RIIO: "establecer Ingresos utilizando incentivos para entregar Innovación y productos". Este modelo tiene controles de precios para las tarifas de red cobradas por los operadores de redes de distribución al tiempo que brinda incentivos a estos operadores para la innovación con

respecto a las expectativas del cliente, el impacto ambiental, etc. El modelo RIIO está ayudando a los operadores de redes de distribución a pasar al rol de operadores de sistemas al fomentar enfoques innovadores (Ofgem, 2018).

4.3 Agregadores de Energía

Según investigaciones recientes puede haber varios tipos de agregadores de acuerdo con los diferentes recursos que asigna, por ejemplo, un agregador de demanda podría recopilar los recursos de DR de todos los clientes; un agregador de carga reúne principalmente la flexibilidad de carga de los clientes residenciales; un agregador de producción (por ejemplo, una planta eléctrica virtual) agrupa cantidades de pequeños generadores (Burger, Chaves-Ávila, Batlle, & Pérez-Arriaga, 2017).

En el contexto de respuesta de la demanda (DR), estas empresas se denominan “agregadores” porque agregan muchos compromisos pequeños de respuesta de la demanda y los licitan como un paquete en los mercados de electricidad minoristas o mayoristas. La agregación puede ser útil, ya que algunos mercados requieren ofertas mínimas que superan con creces el uso residencial promedio, incluso durante las horas pico de verano (Brown, Hall, & Davis, 2020). Si bien los agregadores de DR eliminan la necesidad de que los clientes individuales se inscriban directamente en programas de servicios públicos o del mercado mayorista, los clientes siguen participando activamente en el proceso de reducir la carga cuando se implementa el programa de respuesta y, por tanto, actúan más como prosumidores que consumidores pasivos (Wang et al., 2021).

4.3.1 Mecanismo de respuesta activa de la demanda (DR)

La respuesta a la demanda (DR) es una nueva herramienta para mantener la estabilidad del sistema eléctrico desde el lado de la demanda. La Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC) define DR como:

“cambios en el uso de electricidad por recursos del lado de la demanda de sus patrones de consumo normales en respuesta a cambios en el precio de la electricidad a lo largo del tiempo, o pagos de incentivos diseñados para inducir un menor uso de electricidad en ocasiones de altos precios del mercado mayorista o cuando se pone en peligro la fiabilidad del sistema”.

DR juega un papel estratégico en la mejora de la seguridad y confiabilidad de los sistemas de energía, aliviando el desequilibrio entre el suministro y la demanda de energía, y promoviendo la conservación de energía y reduciendo las emisiones (Habibifar, Lekvan, & Ehsan, 2020).

Ahora bien, los agregadores de DR en el mercado de la electricidad actúan como terceros intermediarios entre los participantes del mercado de energía y los consumidores finales de electricidad industriales, comerciales y residenciales. El agregador capitaliza esta capacidad al interactuar con suficientes consumidores finales para que su capacidad acumulativa total sea lo suficientemente grande como para cumplir con los requisitos para ingresar a los mercados de energía al por mayor. (Ponds et al., 2018). Las principales fortalezas de un agregador DR se muestran en la siguiente tabla:

Fortalezas de un agregador DR
El costo adicional de habilitar la recuperación ante desastres para consumidores industriales y comerciales es bajo.
La activación de una gran cantidad de DR residencial diversifica la cartera y ayuda a mitigar el riesgo.
Los agregadores DR tienen costos de operación y mantenimiento más bajos que las centrales eléctricas tradicionales para la demanda máxima y, por lo tanto, pueden ofrecer precios competitivos.
Los agregadores de DR pueden mejorar la productividad del capital proporcionando acceso al mercado.
Los agregadores DR proporcionan un recurso de capacidad que ofrece una huella de carbono mínima.

Tabla 4. Fortalezas de un agregador DR. Adaptado de Ponds et al., (2018).

4.3.2 Modelos de negocio

Para describir los modelos de negocio, se integran los tipos de agregadores descritos previamente y se define en un trabajo propuesto por a un agregador en conjunto como: “una empresa que actúa como intermediario entre los usuarios finales de la electricidad, los

proveedores de recursos energéticos distribuidos Ikäheimo, Evens y Kärkkäinen (2010) y los participantes del sistema eléctrico que deseen explotar estos servicios".

Los agregadores podrían ofrecer diferentes tipos de servicios, incluida la flexibilidad de venta proporcionada por los recursos energéticos distribuidos (DER), la reducción de costos desequilibrados, la participación en mercados equilibrados, la prestación de servicios auxiliares, etc. Mencionando que se podrían ofrecer uno o más servicios según el clúster de clientes, el nivel de tecnología y el costo, que son también la base y fundamento del proceso de toma de decisiones sobre qué servicios prestar para maximizar el valor de los DER (Algarni & Namerikawa, 2019; Lu, Li, Xu, Wang, Zhou, & Zhang, 2020). Actúan como terceros entre compradores y proveedores de flexibilidad y se especializan en cuatro partes, que incluyen: i) inscripción y calificación, ii) predicción de información, iii) proceso de negociación y iv) liquidación.

Hay dos tipos diferentes de agregadores en el mercado descentralizado. A diferencia del operador de sistema independiente, un agregador es una organización con fines de lucro ya que su objetivo principal es obtener ganancias a través de su operación actuando como un mediador entre la utilidad y la carga sensible al precio. La información se introduce para comunicarse con todos estos productores de energía y se compromete a la energía agregada en el mercado de la energía. (Ghose, Pandey, & Gadham, 2020).

4.3.3 Inscripción y calificación

La inscripción y la calificación se refieren a la etapa en la que los agregadores diseñan múltiples contratos tecno económicos razonables para clientes diversificados y los califican para ser elegibles para participar en programas de DR y comercio de mercado (Zhao, Zhang, Hao, & Kalsi, 2017). Las cargas de consumidores se pueden clasificar en: i) carga almacenable (por ejemplo, vehículos eléctricos, baterías); ii) carga desplazable, cuyo consumo de energía se puede cambiar a otro horario sin afectar el servicio normal (por ejemplo, lavandería); iii) carga restringible que se puede interrumpir por un período corto (por ejemplo, iluminación, TV); iv) autogeneración que se puede utilizar para reducir la carga neta (por ejemplo, caldera solar, biomasa pequeña); v) carga de base que cubre las necesidades básicas de los clientes y no se puede interrumpir ni cambiar, por lo que no es

adecuada para la participación en programas de DR (Li, Nowamooz, Chazallon, & Miguait (2019).

4.3.4 Predicción de información

La predicción de la información es el requisito previo y la base para todos los negocios de los agregadores. Estos deben tener conocimientos sobre las cargas de proveedores de flexibilidad, los precios de la electricidad y sus evoluciones, la generación variable, como la energía eólica y solar fotovoltaica, y la flexibilidad de los consumidores (Machamint, Oureilidis, & Georghiou, 2020).

Sumado a lo anterior, es relevante hacer hincapié en el intercambio de información entre el agregador y los clientes. Se debe tener en cuenta que la relación entre el cliente y el agregador puede tomar diferentes formas y por ende la información que se transmite. Podría depender, por ejemplo, de los aparatos y generadores que tenga el cliente, de la experiencia del cliente, de la aversión al riesgo del cliente, de la automatización existente en las instalaciones del cliente, y del tipo de cliente, si es individual o si es una compañía. (Ikäheimo, Evens y Kärkkäinen, 2010)

4.3.5 Proceso de negociación

El proceso de negociación de los agregadores se puede resumir en dos partes. En la primera capa, los agregadores ofrecen atractivas recompensas financieras, incluido un precio minorista más bajo, una remuneración por la reducción del consumo de electricidad, etc., a sus clientes disponibles para automatizar y explotar su flexibilidad en el proceso comercial (Li, Cao, Ge, Wang, Lu, Shi, Yin, Mi, Chang, 2020). Entre los recursos gestionados por este nuevo agente, los sistemas de almacenamiento de energía y GD son controlados por los agregadores de forma centralizada, los propios clientes deciden si controlar su carga de forma independiente o ceder el derecho de control al agregador, total o parcialmente. Bajo la premisa de asegurar su participación voluntaria, los agregadores participan en el mercado y completan la transacción mediante el despliegue unificado de los recursos controlables (Iría, Soares, 2019). Los efectos que la implementación de los programas de DR impone a los clientes están relacionados con el tiempo de respuesta, frecuencia, escala y duración; por lo tanto, los agregadores deben organizar la participación de los clientes en diferentes proyectos

de DR de acuerdo con diversas características (Wang, Zhou, Ren, Liu, Talari, Shafie-khah, & Catalao, 2018; Iria, Soares, & Matos, 2018).

En la segunda capa, los agregadores interactúan con los mercados eléctricos para intercambiar electricidad y flexibilidad (Mahmoudi, Heydarian-Forushani, Shafie-khah, Sahaa, Golshanb, & Siano, 2017). En esta etapa, estos agentes desean elegir estratégicamente en qué mercado participar y optimizar sus ofertas en el mismo para maximizar su beneficio total. Los proyectos de DR relacionados contienen DR de emergencia y DR económica, que se pueden subdividir en: transacciones de mercado de capacidad (licitación previa a la capacidad), transacciones del mercado de energía (mercado en día de adelanto, mercado en tiempo real) y transacciones de servicios auxiliares (reserva de mercado de flexibilidad) (Iria, Soares, & Matos, 2018).

5. Comunidades energéticas

La participación de ciudadanos y comunidades como socios en proyectos energéticos está transformando el sistema energético. Las iniciativas energéticas comunitarias están ofreciendo nuevas oportunidades para que los ciudadanos se involucren activamente en asuntos energéticos (Caramizaru & Uihlein, 2020).

La energía comunitaria se refiere a una amplia gama de acciones energéticas colectivas que involucran la participación de los ciudadanos en el sistema energético. Los proyectos de energía comunitaria se caracterizan por diversos grados de participación de la comunidad en la toma de decisiones y la distribución de beneficios. Pueden describir una comunidad limitada por una ubicación geográfica o una comunidad de interés. Ha recibido una mayor atención en los últimos años, desarrollando una amplia gama de prácticas para gestionar proyectos comunitarios de energía (Walker y Devine-Wright, 2008).

El Clean Energy Package (CEP) de la Unión Europea reconoce determinadas categorías de iniciativas energéticas comunitarias como "comunidades energéticas" en la legislación europea. Las comunidades energéticas pueden entenderse como una forma de "organizar" acciones energéticas colectivas en torno a la participación y la gobernanza abiertas y democráticas y la provisión de beneficios para los miembros o la comunidad local (Roberts et al., 2019).

5. Conclusiones

Este trabajo se concentró en mostrar las investigaciones recientes sobre la transición energética en materia del paso a la energía renovable. Y lo más importante, la manera en que los consumidores se convierten en prosumidores que no solo consumen energía, sino en productores de su propia energía. Se estudia entonces los agentes y los mecanismos de generación de energía junto con las redes inteligentes, los cuales dan un cambio al modelo tradicional de producción de energía basada en plantas de generación, para ser sustituido por un sistema basado en los recursos energéticos distribuidos. Es por eso por lo que nacen no solo nuevas herramientas y nuevos negocios, sino también nuevos protagonistas como los estudiados en este texto: el prosumidor, el operador de red distribuido y el agregador.

Así las cosas, y de acuerdo con Park et al. (2021) se debe tener en cuenta que los prosumidores también pueden vender el excedente de energía a la red principal y pueden intercambiar la energía verde con los consumidores como vendedor. Los consumidores pueden comprar energía normal y verde de la red principal y pueden intercambiar la energía verde con prosumidores como compradores. El operador de transacciones de energía gestiona el balance energético de este modelo y la transacción de energía P2P entre prosumidores y consumidores. Por tanto, el operador deriva la capacidad de transacción de energía de los prosumidores y el consumidor y el precio de transacción de la energía (Singh & Gore, 2021).

Asimismo, a partir de la literatura estudiada se puede decir que los sistemas de energía modernos requieren una operación óptimamente coordinada entre los sistemas de transmisión y distribución debido a la integración a gran escala de los recursos energéticos distribuidos (DER). Comúnmente, el operador del sistema de transmisión (TSO) resuelve su propio problema de optimización de costos y evalúa los objetivos requeridos para cada operador del sistema de distribución (DSO). Para Soares et al., (2020), la coordinación actual entre el operador del sistema de transmisión (TSO) y el operador del sistema de distribución (DSO) está cambiando principalmente debido a la continua integración de los recursos energéticos distribuidos (DER) en el sistema de distribución. Adicional a lo anterior, se tiene en cuenta la forma de resolver problemas relacionados con el control de frecuencia, la gestión de la congestión y control de tensión. En consecuencia, es necesaria la coordinación entre los operadores del sistema para garantizar un uso seguro, confiable y rentable de los servicios

basados en la flexibilidad. También se estudiaron las posibilidades para proporcionar servicios desde la red de distribución a los operadores del sistema, incluidos los mecanismos de fijación de precios y la relación entre el agregador y el DSO (Rousis, y otros, 2021).

Finalmente, no se debe olvidar que, respecto a los agregadores, los resultados definen la oferta de reducción de carga que el agregador puede presentar en el mercado eléctrico, contribuyendo así a minimizar la congestión de la red y las desviaciones entre generación y demanda (Sbordone et al., 2015). De esta manera, en este trabajo se discutió conceptualmente sobre la forma en que el agregador podrá participar en el mercado eléctrico, gestionando las cargas de forma dinámica en función de los precios de la energía y del sistema eléctrico, considerando la posible movilidad para participar en las aplicaciones de seguridad y en el mercado (Kubli & Canzi, 2021).

6. Referencias

- ACER and CEER, 'Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2017', doi:10.2851/525797, 2018.
- Ahmadi-Khatir, A., Conejo, A. J., & Cherkaoui, R. (2013). Multi-Area Energy and Reserve Dispatch Under Wind Uncertainty and Equipment Failures. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4), 4373–4383. doi:10.1109/tpwrs.2013.2265854
- Amin, A. Z. (2018). *Global Energy Transformation*. IRENA, 1-77.
- Anaya, K. L., & Pollitt, M. G. (2015). *Distributed Generation: Opportunities for Distribution Network Operators, Wider Society and Generators*. EPRG Working Paper 1510, 1-23.
- AUMA. (2014). *Impactos Ambientales de la Producción de Electricidad: Estudio comparativo de ocho tecnologías de generación eléctrica*. Asociación de Productores de Energías Renovables.
- Nguyen, D. B., Scherpen, J. M. A., & Bliet, F. (2017). Distributed Optimal Control of Smart Electricity Grids With Congestion Management. *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, 14(2), 494–504. doi:10.1109/tase.2017.2664061
- Barrera, F., Escobar, A., Manguashca, M., & Rudnick, H. (2020). Foco 5: Revisión del marco institucional. Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro, 36.
- Battle, C., & Rodilla, P. (2020). Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo más eficiente de los recursos distribuidos. Misión para la Transformación y Modernización del Sector Eléctrico

en Colombia, 55.

- Botero, J., Cardona Vásquez, D., & Rendon, J. G. (2019). Transición energética en Alemania e integración de fuentes de energías no convencionales (Energy Transition in Germany and Integration Non-Conventional Energy Sources). SSRN Electronic Journal. doi:10.2139/ssrn.3524984
- Brown, D., Hall, S., & Davis, M. E. (2020). What is prosumerism for? Exploring the normative dimensions of decentralised energy transitions. *Energy Research & Social Science*, 66, 101475. doi:10.1016/j.erss.2020.101475
- Caramizaru, A., & Uihlein, A. (2020). Energy communities: an overview of energy and social innovation.
- Carvalho, J. P., Zhang, N., Murphy, S. P., Leibowicz, B. D., & Larsen, P. H. (2020). The economic value of a centralized approach to distributed resource investment and operation. *Applied Energy*, 269, 115071. doi:10.1016/j.apenergy.2020.115071
- Coddington, M., O’Neil, R., & Stewart, E. (2018). Distributed Energy Resources (DER). *Distribution Systems and Planning Training*, 1-79.
- Congreso de Colombia (2014). Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. [http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY 1715 DEL 13 DE MAYO DE 2014.pdf](http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY%201715%20DEL%2013%20DE%20MAYO%20DE%202014.pdf)
- Deluque Carmona, F. D. (2008). Propuesta de Reglamentación para la Generación Distribuida a pequeña escala, en el mercado eléctrico colombiano. Universidad de los Andes, 1-93.
- Akorede, M. F., Hizam, H., & Pouresmaeil, E. (2010). Distributed energy resources and benefits to the environment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(2), 724–734. doi:10.1016/j.rser.2009.10.025
- García Rendón, J.J., Giraldo Estrada, V., & Montoya Posada, S. (2021). Principales barreras para la Generación Distribuida: Evidencia a partir de una revisión de literatura. Universidad EAFIT, 1-24. Obtenido de <https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/24823>.
- Green, R., & Staffell, I. (2017). “Prosumage” and the British Electricity Market. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 6(1). doi:10.5547/2160-5890.6.1.rgre
- Greenpeace. (3 de Julio de 2019). Greenpeace. Obtenido de <https://es.greenpeace.org/es/en-profundidad/cambia-la-energia-no-el-clima/por-que-hay-que-cambiar-la-energia-para-salvar-el-clima/#:~:text=Transici%C3%B3n%20Energ%C3%A9tica%3A%20Una%20oportunidad%20para%20actuar&text=clim%C3%A1tico%2C%20y%20tambi%C3%A9n%2>

- Ghose, T., Pandey, H., & Gadham, K. (2020). Risk assessment of microgrid aggregators considering demand response and uncertain renewable energy sources. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 7(6), 1619-1631. DOI:10.1007/s40565-019-0513-x
- Incháustegui Moreno, A. V., Díaz Guerrero, T. d., Osuna, E. I., & Bermúdez Contreras, A. S. (2018). Efecto ambiental y socioeconómico de la producción de energía eléctrica. *Asociación de Productores de Energías Renovables*, 1-42.
- IEA. (Octubre de 2020). World Energy Outlook. Obtenido de *iea*: www.iea.org
- Ilieva, I., Bremdal, B., Ødegaard Ottesen, S., Rajasekharan, J., & Olivella-Rosell, P. (2016). Design characteristics of a smart grid dominated local market. IRENA. (2019). Future Role Of Distribution System Operators. Abu Dhabi: Innovation Landscape Brief.
- IRENA (2019), Innovation landscape brief: Future role of distribution system operators, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Jacobs, S. B. (2016). The Energy Prosumer. 519-580.
- Kubli, M., & Canzi, P. (2021). Business strategies for flexibility aggregators to steer clear of being “too small to bid”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 143 doi:10.1016/j.rser.2021.110908
- Khajeh, H., Laaksonen, H., Gazafroudi, A. S., & Shafie-khah, M. (2019). Towards Flexibility Trading at TSO-DSO-Customer Levels: A Review. *Energies*, 13(1), 165. doi:10.3390/en13010165
- Khalilpour, R., & Vassallo, A. (2015). Leaving the grid: An ambition or a real choice? *Energy Policy*, 82, 207–221. doi:10.1016/j.enpol.2015.03.005
- Larrea Basterra, M., & Bilbao Ozamiz, M. (2020). Modelos de Negocio en Recursos Distribuidos de Electricidad. *Orkestra*, 1-169.
- Le Cadre, H., Mezghani, I., & Papavasiliou, A. (2019). A game-theoretic analysis of transmission-distribution system operator coordination. *European Journal of Operational Research*, 274(1), 317–339. doi:10.1016/j.ejor.2018.09.043
- Leithon, J., Werner, S., & Koivunen, V. (2020). Cost-aware renewable energy management: Centralized vs. distributed generation. *Renewable Energy*, 147, 1164–1179. doi:10.1016/j.renene.2019.09.077
- Mahmud, K., Khan, B., Ravishankar, J., Ahmadi, A., & Siano, P. (2020). An internet of energy framework with distributed energy resources, prosumers and small-scale virtual power plants: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 127, 109840. doi:10.1016/j.rser.2020.109840

- Malmedal, K., Kroposki, B., & Sen, P. K. (2008). Distributed Energy Resources and Renewable Energy in Distribution Systems: Protection Considerations and Penetration Levels. 2008 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting. doi:10.1109/08ias.2008.148
- Martin, J. (2009). Distributed vs. centralized electricity generation: are we witnessing a change of paradigm? Paris: HEC Paris.
- Martín-Martínez, F., Sánchez-Miralles, A., Rivier, M., & Calvillo, C. F. (2017). Centralized vs distributed generation. A model to assess the relevance of some thermal and electric factors. Application to the Spanish case study. *Energy*, 134, 850–863. doi:10.1016/j.energy.2017.06.055
- Märkle-Huß, J., Feuerriegel, S., & Neumann, D. (2018). Large-scale demand response and its implications for spot prices, load and policies: Insights from the German-Austrian electricity market. *Applied Energy*, 210, 1290–1298. doi:10.1016/j.apenergy.2017.08.039
- Nielsen, E., 2010. Network investments and the integration of distributed generation: regulatory recommendations for the Dutch electricity industry. *Energy Policy* 38, 4355–4362.
- Olivella-Rosell, P., Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M., Sumper, A., Ottesen, S. Ø., Vidal-Clos, J.-A., & Villafafila-Robles, R. (2018). Optimization problem for meeting distribution system operator requests in local flexibility markets with distributed energy resources. *Applied Energy*, 210, 881–895. doi:10.1016/j.apenergy.2017.08.136
- Newland, P., Roberts, A., Brandao, M., & Johal, H. (2012). Energy Storage: Realizing a game changing opportunity. 2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON). doi:10.1109/powercon.2012.6401399
- Grünwald, P. H., Cockerill, T. T., Contestabile, M., & Pearson, P. J. G. (2012). The socio-technical transition of distributed electricity storage into future networks—System value and stakeholder views. *Energy Policy*, 50, 449–457. doi:10.1016/j.enpol.2012.07.041
- Park, D., Park, Y., Roh, J., Lee, K., & Park, J. (2021). A Hierarchical Peer-to-Peer Energy Transaction Model Considering Prosumer's Green Energy Preference. *International Journal of Control, Automation and Systems*. 19(1). 311-317. HYPERLINK "http://dx.doi.org/10.1007/s12555-019-0556-9" <http://dx.doi.org/10.1007/s12555-019-0556-9>
- Patino, D., Correa, M., & García, J. (2020). Integration of non-conventional renewable energy sources and smart grids in the United States: evidence from PJM. Universidad EAFIT, 1-35.
- Prettico, G., Marinopoulos, A., & Vitiello, S. (2021). JRC Science for Policy Report. Distribution System Operator Observatory 2020 (págs. 10-60). European Commission.
- Porter, K. (2018). Developing local flexibility markets. Obtenido de <http://watt-logic.com/2018/06/19/local-flexibility-markets/>

- Poudineh, R., & Jamasb, T. (2014). Distributed generation, storage, demand response and energy efficiency as alternatives to grid capacity enhancement. *Energy Policy*, 67, 222–231. doi:10.1016/j.enpol.2013.11.073
- Roa González, D. (2018). *Cambio Climático y Transición Energética*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid.
- Romero, A., & Mach, T. (2020). Foco 3, fase I: Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda. Ministerio de Minas y Energía, 69.
- Rousis, A. O., Tzelepis, D., Pipelzadeh, Y., Strbac, G., Booth, C. D., & Green, T. C. (2021). Provision of voltage ancillary services through enhanced TSO-DSO interaction and aggregated distributed energy resources. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 12(2), 897-908. doi:10.1109/TSTE.2020.3024278
- Sankar, L.S., Sindhu, M., Sethumadhavan, M., 2017. Survey of consensus protocols on blockchain applications. In: 2017 4th International Conference on Advanced Computing and Communication Systems (ICACCS). IEEE, Coimbatore, pp. 1–5. <https://doi.org/10.1109/ICACCS.2017.8014672>.
- Sbordone, D. A., Carlini, E. M., Di Pietra, B., & Devetsikiotis, M. (2015). The future interaction between virtual aggregator-TSO-DSO to increase DG penetration. 2015 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE). doi:10.1109/icsgce.2015.7454296
- Sha, A., Braams, C., Aiello, C. (2020). A Strategy for Prosumers' Energy Storage Utilization. *Procedia Computer Science*. 175. 476–483. HYPERLINK "<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>" <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>
- Soares, T., Carvalho, L., Morais, H., Bessa, J., Abreu, T., & Lambert, E. (2020). Reactive power provision by the DSO to the TSO considering renewable energy sources uncertainty. *Sustainable Energy, Grids and Networks*. 22. 1-13. HYPERLINK "<https://doi.org/10.1016/j.segan.2020.100333>" <https://doi.org/10.1016/j.segan.2020.100333>
- Bularca, O., Florea, M., & Dumitrescu, A.-M. (2018). Smart metering deployment status across EU-28. 2018 International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering (ISFEE). doi:10.1109/isfee.2018.8742468
- Tsaousoglou, G., Giraldo, J. S., Pinson, P., & Paterakis, N. G. (2021). Mechanism design for fair and efficient DSO flexibility markets. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 12(3), 2249-2260. doi:10.1109/TSG.2020.3048738
- US DOE. (2007). *The Potential Benefits of Distributed Generation and rate-related issues that may impede their expansion. A Study pursuant to Section 1817 of the Energy Policy Act of 2005*. Washington: US Department of Energy.
- Wang, D., Lai, C. S., Li, X., Wu, R., Gao, X., Lai, L. L., . . . Vaccaro, A. (2021). Smart coordination

of virtual energy storage systems for distribution network management. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 129 doi:10.1016/j.ijepes.2021.106816

Wohlfarth, K., Worrell, E., & Eichhammer, W. (2020). Energy efficiency and demand response – two sides of the same coin?. *Energy Policy*, 137(October 2019), 111070. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111070>

WWF, ECOFYS, & OMA. (2011). *The Energy Report: 100% Renewable energy by 2050*. HYPERLINK "<https://doi.org/10.1007/bfb0087305>" <https://doi.org/10.1007/bfb0087305>