

OPORTUNIDADES Y RETOS DE LA INCORPORACIÓN DE LOS RECURSOS  
ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS EN COLOMBIA HACIA LA TRANSICIÓN DE UN  
MERCADO DE ENERGÍA MÁS EFICIENTE Y RESILIENTE

DIANA MARÍA LÓPEZ GONZÁLEZ

UNIVERSIDAD EAFIT  
ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN  
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN  
MEDELLÍN

2020

OPORTUNIDADES Y RETOS DE LA INCORPORACIÓN DE LOS RECURSOS  
ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS EN COLOMBIA HACIA LA TRANSICIÓN DE UN  
MERCADO DE ENERGÍA MÁS EFICIENTE Y RESILIENTE

Diana María López González

Trabajo de grado para optar al título de Magíster en Administración

Director: Jhon Jairo García Rendón

UNIVERSIDAD EAFIT  
ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN  
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN  
MEDELLÍN

2020

## TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN .....	11
2. CONCEPTOS PRINCIPALES .....	14
2.1 DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA A LA DESCENTRALIZACIÓN .....	15
2.2 ENERGÍA LOCAL QUE ABRE PASO A LOS DER .....	16
3. FUNCIONAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS DE PAÍSES LÍDERES EN LA INCORPORACIÓN DE LOS DER.....	21
3.1 EVOLUCIÓN EN LA INCORPORACIÓN DE DER EN ALEMANIA .....	23
3.1.1 Incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable en Alemania .....	23
3.1.2 Pasos hacia la incorporación de DER en el mercado alemán .....	25
3.2 EVOLUCIÓN EN LA INCORPORACIÓN DE DER EN REINO UNIDO .....	29
3.2.1. Incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable en Reino Unido .....	29
3.2.2. Pasos hacia la incorporación de DER en el mercado de Reino Unido.....	31
3.3 EVOLUCIÓN EN LA INCORPORACIÓN DE DER EN ESTADOS UNIDOS .....	35
3.3.1 Incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable en Estados Unidos .....	35
3.3.2. Pasos hacia la incorporación de DER en los mercados de Estados Unidos .....	37
3.4 EVOLUCIÓN EN LA INCORPORACIÓN DE DER EN AUSTRALIA.....	44
3.4.1 Incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable en Australia.....	44
3.4.2. Pasos hacia la incorporación de DER en el mercado de Australia.....	47
4. OPORTUNIDADES Y RETOS EN EL MERCADO DE ENERGÍA POR LA INCORPORACIÓN DE LOS DER.....	50
5. DISCUSIÓN .....	64
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	67

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Palabras clave utilizadas en artículos de investigación de 2014 a 2019 .....	13
Figura 2. Desafíos de la transición energética .....	15
Figura 3. Generación de electricidad por fuente en el mundo (%) .....	21
Figura 4. Índice mundial del trilema de la energía: desafíos regionales.....	22
Figura 5. Generación de energía renovable por fuente (GWh).....	29
Figura 6. Generación de energía primaria por fuente (cuatrillones de btu).....	36
Figura 7. Carga pico pronosticada para 2022 por encima de la línea de base de 2013 .....	40
Figura 8. Objetivo de energía renovable en Australia .....	46
Figura 9. Integración de energías renovables variables por mercado.....	47

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Lista de siglas y abreviaturas utilizadas.....	8
Tabla 2. Innovaciones y sinergias necesarias para integrar las VRE.....	18
Tabla 3. Tipos de proyectos de energía local.....	32
Tabla 4. Principales reformas de los países de estudio para la incorporación de DER .....	51
Tabla 5. Principales desafíos de los países de estudio para la incorporación de DER .....	53
Tabla 6. Leyes y decretos para promoción de FNCER en Colombia.....	54

## RESUMEN

La incorporación de los recursos energéticos distribuidos se ha venido generalizando a nivel mundial como parte de la transición energética, generando impacto en los roles de los agentes y esquemas de energía tradicionales. Lo que se evidenció tras la revisión de literatura realizada, en algunas de las bases de datos científicas más importantes, es que esta transformación ha habilitado la participación de usuarios finales en subastas de capacidad, como es el caso de Alemania; la apertura a diversos modelos de negocio, como en Reino Unido, y la valoración de los recursos de energía acorde a diferentes momentos y lugares, como en Estados Unidos. En Australia, ha traído consigo el acoplamiento del mercado minorista con el mayorista convirtiéndose en un ejemplo activo de cómo la generación distribuida puede contribuir a la minimización de costos a través de acuerdos de colaboración. Lo que se concluye es que si bien cada uno de estos cuatro países líderes en la incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable, ha asumido de manera particular los múltiples retos para propiciar una adecuada remuneración, el objetivo común es lograr compensar las posibles desalineaciones que trae esta transición, entre el costo, el precio y el valor de la electricidad. En el contexto internacional, los nuevos enfoques han generado estructuras más competitivas e innovadoras lo cual para Colombia representa una oportunidad trascendental de integrar tecnologías que complementen la matriz de generación y pluralicen la participación hacia un mercado de energía más eficiente y resiliente.

*Palabras clave:* fuentes no convencionales de energía renovable; generación distribuida; mercado de energía; oportunidades y retos; recursos energéticos distribuidos; transición energética

## ABSTRACT

The incorporation of distributed energy resources has been generalized worldwide as part of the energy transition, generating impact on the roles of traditional energy agents and schemes. What became evident after the literature review carried out, in some of the most important scientific databases, is that this transformation has enabled the participation of final users in capacity auctions, as is the case of Germany; the opening to diverse business models, like in the United Kingdom, and the valuation of energy resources according to different times and places, as in the United States. In Australia, it has brought about the linkage of the retail market with the wholesale market, becoming an active example of how distributed generation can contribute to minimizing costs through collaboration agreements. What is concluded is that although each of these four leading countries in the incorporation of non-conventional renewable energy sources has taken on in a particular way the multiple challenges to promote adequate remuneration, the common objective is to compensate for the possible misalignments that brings this transition, between the cost, the price and the value of electricity. In the international context, the new approaches have generated more competitive and innovative structures, which for Colombia represents a transcendental opportunity to integrate technologies that complement the generation matrix and pluralize participation towards a more efficient and resilient energy market.

*Keywords:* distributed energy resources; distributed generation; energy market; energy transition; opportunities and challenges; renewable and non-conventional energy sources

## LISTADO DE SIGLAS Y ABREVIATURAS UTILIZADAS

**Tabla 1**

*Lista de siglas y abreviaturas utilizadas*

<b>Sigla o abreviatura</b>	<b>Significado en español</b>	<b>Significado en inglés/alemán</b>
ADA	Automatización avanzada de la distribución	Advanced distribution automation
AEMO	N.A.	Australian Energy Market Operator
AGPE	Autogeneración a pequeña escala	Small-scale self-generation
AMI	Infraestructura de medición avanzada	Advanced metering infrastructure
BID	Banco Interamericano de Desarrollo	International Development Bank
CAISO	N.A.	California Independent System Operator
CAPEX	Gasto en capital	Capital expenditure
CCA	Agregación de elección comunitaria	Community choice aggregation
CEC	N.A.	Clean Energy Council
CHP	Ciclo combinado de calor y electricidad	Combined heat and power
CMA	N.A.	Competition and Markets Authority
CPP	Plan de Energía Limpia	Clean Power Plan
CPUC	N.A.	California Public Utilities Commission
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	N.A.
DCEA	Agregación de entidades coordinadoras de DER*	DER coordinating entity aggregation
DDV	Demanda desconectable voluntaria	Voluntary disconnectable demand
DER	Recursos energéticos distribuidos	Distributed energy resources
DERA	Agregación de DER*	DER aggregation
DERP	Proveedor de recursos energéticos distribuidos	Distributed energy resource provider
DG	Generación distribuida	Distributed generation
DGPV	Generación fotovoltaica distribuida*	Distributed generation photovoltaic
DRAM	Mecanismo de subasta de respuesta de la demanda*	Demand response auction mechanism
DRP	Planeación de recursos distribuidos	Distribution resource planning
DSO	Operador del sistema de distribución	Distribution system operator
DSP	Plataforma del sistema de distribución	Demand-side platform
EEG	Ley de Energías Renovables	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMR	Reforma del Mercado Eléctrico*	Electricity Market Reform

<b>Sigla o abreviatura</b>	<b>Significado en español</b>	<b>Significado en inglés/alemán</b>
EN	Redes integradas*	Embedded networks
Energiewende	Transición energética alemana	Energiewende
EPEX SPOT	N.A.	European Power Exchange
ERCOT	N.A.	Electric Reliability Council of Texas
ESCO	Empresa de servicios de energía	Energy service companies
EV	Vehículos eléctricos	Electric vehicles
FERC	N.A.	Federal Energy Regulatory Commission
FES	Escenarios energéticos futuros*	Future energy scenarios
FiP	Prima de alimentación	Feed in premium
FiT	Tarifas de alimentación	Feed in tariffs
FNCER	Fuentes no convencionales de energía renovable	Renewable and non-conventional energy sources
GEI	Gases de efecto invernadero	Greenhouse gases
GIDI	Gestor independiente de datos e información	Independent data and information manager*
GTSR	Tarifa verde para la energía renovable compartida	Green tariff shared renewables
I+D	Investigación y desarrollo	Research and development
IEA	Agencia Internacional de la Energía	International Energy Agency
IEM	Mercado Interior de la Energía	Internal Energy Market
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas	N.A.
IRENA	Agencia Internacional de Energía Renovable	International Renewable Energy Agency
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.	N.A.
LCF	Marco de Control de Levy*	Levy Control Framework
LRET	Objetivo de energía renovable (gran escala)*	Large-scale renewable energy target
MME	Ministerio de Minas y Energía	N.A.
NARUC	N.A.	National Association of Regulatory Utility Commissioners
NGESO	N.A.	National Grid ESO
NEM	Medición de energía neta	Net energy metering
NYISO	N.A.	New York Independent System Operator
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico	Organisation for Economic Co-operation and Development
OFGEM	N.A.	Office of Gas and Electricity Markets
OPEX	Gastos operativos	Operating expenditure

<b>Sigla o abreviatura</b>	<b>Significado en español</b>	<b>Significado en inglés/alemán</b>
OR	Operador de red	N.A.
P2P	Red entre pares	Peer to peer
PCIA	Tarifa de salida*	Power charge indifference adjustment
PPA	Contratos de compraventa de energía	Power purchase agreement
RAB	Base de activos regulados	Regulated assets base
RET	Objetivo de energía renovable*	Renewable energy target
REV	Reformando la visión energética	Reforming the energy visión
RIIO	Recursos = Incentivos + Innovación + Salidas*	Revenues = Incentives + Innovation + Outputs
RO	Obligaciones renovables	Renewables obligation
SAEB	Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías	Electrical energy storage systems with batteries*
SEM	Mercado Único de Electricidad	Single Electricity Market
SGIP	Programa de Incentivos de Autogeneración	Self-generation Incentive Program
SIN	Sistema Interconectado Nacional	National Interconnected System
SISFV	Soluciones individuales solares fotovoltaicas	Individual solar photovoltaic solutions*
SRES	Objetivo de energía renovable (pequeña escala)*	Small-scale renewable energy scheme
STC	Certificados de tecnología a pequeña escala	Small scale technology certificates
STN	Sistema de Transmisión Nacional	N.A.
STR	Sistema de Transmisión Regional	N.A.
T&D	Transmisión y distribución	Transmission and distribution
TOTEX	Gasto total	Total expenditure
TOU	Tarifas por tiempo de uso	Time-of-use rates
TSO	Operador del sistema de transmisión	Transmission system operator
UE	Unión Europea	European Union
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética	N. A.
VDER	Valor de los recursos energéticos distribuidos	Value of distributed energy resources
VPP	Plantas de energía virtuales	Virtual power plants
VRE	Energía renovable variable	Variable renewable energy
WEC	Consejo Mundial de Energía	World Energy Council
XM	Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	N. A.
ZNI	Zonas no interconectadas	Non-interconnected zones

\*Traducción propia

## 1. INTRODUCCIÓN

Hacerle frente al cambio climático se ha convertido en una prioridad de orden global, y el sector energético es uno de los principales llamados a contribuir con este propósito. En el mundo, cerca del 81% del consumo total de energía procede de recursos fósiles, frente a un 19% que se obtiene de fuentes renovables (UPME, 2015). Conforme a los objetivos del Acuerdo de París, las fuentes renovables podrían proporcionar el 90% de las reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub> necesarias para alcanzar la meta trazada al 2050 (IRENA, 2020a). Estos cambios se han venido promoviendo a través de diversas políticas con las que se estima que la capacidad mundial de energías limpias aumente en un 42% para 2021, siendo la solar una de las mayores contribuyentes (Dinero, 2016).

Las implicaciones futuras del calentamiento global son relevantes en doble vía (ambiental-energético), y Colombia no es ajena a esta realidad, ya que, si bien cuenta con la sexta matriz energética más limpia del mundo, es al mismo tiempo uno de los veinte países más vulnerables frente a este fenómeno. En ese sentido, a finales de 2020 el Gobierno se encuentra trabajando en la hoja de ruta de la energía para los próximos años, a la luz de la evaluación de la propuesta desarrollada por un comité de expertos congregado para formular la “Misión de la transformación Energética”. Esto representa un paso muy importante para la entrada de nuevas tecnologías al país, que permitan aumentar la resiliencia en condiciones críticas de sequía, en las cuales se dificulta la operación del sistema, se pone en riesgo el suministro y se generan incrementos en los costos de la energía. Teniendo en cuenta que la generación del país es principalmente hidroeléctrica, Colombia está frente a una situación que se hace cada vez más compleja si el cambio climático sigue en ascenso.

Las energías renovables son las protagonistas de la transición energética en el contexto internacional, a gran escala permiten diversificar los recursos energéticos hacia una matriz de generación más limpia y a nivel local posibilitan el uso de tecnologías inteligentes en los hogares. En consecuencia, el panorama para el consumo doméstico está evolucionando a grandes pasos. Las transformaciones digitales en los mercados minoristas comienzan a tener impacto, y las empresas están utilizando grandes volúmenes de datos para responder mejor a las preferencias del

consumidor; además, se están promoviendo nuevos modelos de negocio que incrementan la competencia en línea con los esquemas de energía tradicionales (OFGEM, 2017a).

Lo anterior está generando una transformación sin precedentes en el sector, que deberá respaldar sistemas de potencia y de energía debidamente integrados a la economía, a la sociedad y a la tierra (IRENA, 2020a). Ha llegado el momento de implementar una nueva estructura, que pueda sustentar el cambio de un sistema basado en combustibles fósiles, centralizado, unidireccional y con pocos actores, hacia uno basado en energías renovables, descentralizado, bidireccional y con una multitud de actores en el lado de la oferta y la demanda (IRENA, 2020a). En este contexto, surgen los recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés, *distributed energy resources*), que, como fruto de la creciente incorporación de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), persiguen la promesa de generar tanto un menor impacto al medio ambiente como un mayor empoderamiento social.

Colombia está en el momento de agilizar este cambio que ya se hace parte de las prioridades energéticas de los próximos años. La reducción significativa de costos de las FNCER es una clara señal de mercado que abre oportunidades para diversificar su matriz de generación y para complementarla, lo que redundaría, a su vez, en beneficios de accesibilidad y asequibilidad, aspecto en el que los DER se vuelven un aliado relevante. El país tiene por delante importantes retos, tales como la adopción de nuevas tecnologías, la integración segura de los recursos distribuidos y de las microrredes en la operación, la articulación y participación de actores con nuevas responsabilidades así como la consecuente implementación de nuevos mecanismos de remuneración integral en el Mercado de Energía; pero, lo más importante es que el país, en la búsqueda de un desarrollo energético sostenible, ha comenzado su evolución hacia el aprovechamiento del potencial que tiene en recursos que son fuente de energía limpia, adicionales al agua.

Considerando la revisión de literatura obtenida principalmente de algunas de las bases de datos científicas más importantes: Science Direct y Scopus, así como de informes de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, por su nombre en inglés *International Renewable Energy Agency*) y de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés



## 2. CONCEPTOS PRINCIPALES

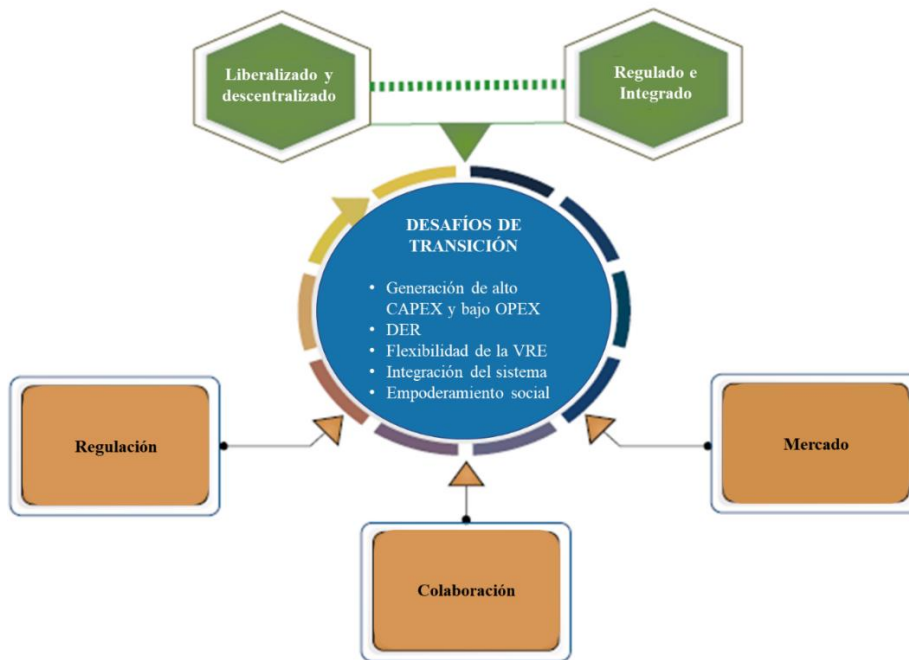
Si bien la utilización de recursos renovables en los sistemas energéticos es antigua, su contribución a la matriz de generación ha pasado a ser cada vez más significativa a nivel mundial. Aunque en muchos casos responde a políticas instituidas para mitigar los impactos ambientales de la producción y uso de la energía que se vuelven críticos frente al ascenso de la demanda, no cabe duda de que el avance de la tecnología constituye uno de los principales motores y aliados para su desarrollo. Un recurso renovable tiene la cualidad de ser sostenible, ya que se restaura mediante procesos naturales y a mayor velocidad respecto a su consumo; además, es la fuente primaria para obtener energías limpias, por lo que estos recursos se han convertido en aliados de la transformación energética.

La transición energética trae consigo una modificación estructural de los sistemas energéticos y es en general, un cambio concebido a largo plazo debido a la complejidad de implementarlo a gran escala. Considerando las consecuencias principalmente ambientales que ha traído el uso y dependencia de las fuentes fósiles para la producción de energía, cada vez son más los países que se comprometen y fijan metas para acelerar y viabilizar esta transformación que en los últimos años se ha establecido bajo principios de resiliencia, descarbonización y digitalización (WEC, s.f.).

Entre los principales desafíos de la transición, que se presentan en la Figura 2, se encuentran los siguientes: el despliegue de la generación de energía mediante el uso de tecnologías dominadas por gastos altos en capital (CAPEX, por sus siglas en inglés *capital expenditure*) y bajos a nivel operativo (OPEX, por sus siglas en inglés *operating expenditure*), y la incorporación de DER, que implica el acople necesario para atender los requisitos adicionales de flexibilidad de la energía renovable variable (VRE, por sus siglas en inglés *variable renewable energy*), así como la integración al sistema de nuevas plantas de generación, de almacenamiento y de recursos del lado de la demanda. Si bien esta transformación implica retos fundamentalmente tecnológicos, lo más importante es que estos se aborden con una combinación adecuada de mercado y de regulación en cada contexto socioeconómico, con el objetivo de maximizar el bienestar social (IRENA, 2020a).

**Figura 2**

*Desafíos de la transición energética*



*Nota.* Adaptado de *Power system organisational structures for the renewable energy era*. IRENA (2020a).

## 2.1 DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA A LA DESCENTRALIZACIÓN

La generación distribuida (DG, por sus siglas en inglés *distributed generation*) se refiere a las fuentes que se conectan a la red de distribución y que posibilitan adoptar la generación de energía renovable a pequeña escala, reducir las pérdidas por transporte (aumento en la eficiencia energética) y mejorar la confiabilidad, la calidad y la seguridad del servicio. El crecimiento de la DG renovable tiene el potencial de disminuir tanto las emisiones de CO<sub>2</sub> como la necesidad de capacidad de generación adicional, y así postergar los planes de expansión de la red de transmisión destinados a atender el crecimiento de la demanda en zonas específicas (López y Gutiérrez, 2017). La generación fotovoltaica distribuida (DGPV, por sus siglas en inglés *distributed generation photovoltaic*) es una de las principales fuentes, y suele instalarse en propiedades individuales o como un recurso compartido a través de redes integradas (Roberts, Bruce & MacGill, 2019).

Las redes integradas (EN, por sus siglas en inglés *embedded networks*) hacen posible la creación de miniredes activas, interconectadas y gestionadas de forma independiente, a través de las cuales los usuarios pueden acceder a energía limpia y económica y participar en los sistemas que sean de propiedad de la comunidad. Además, las EN pueden brindar servicios de control de frecuencia, regulación de voltaje, respuesta de la demanda y agregarle flexibilidad a la red. Lo más relevante de esta configuración es la posible adopción de un sistema eléctrico descentralizado que opere bajo una *red inteligente* y una infraestructura de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés *advanced metering infrastructure*), donde un operador del sistema de distribución (DSO, por sus siglas en inglés *distribution system operator*) tiene como misión *vincular* la DG y facilitar la transferencia de energía desde el sitio de producción hasta las áreas de consumo.

Este modelo promueve una *democratización* del sistema, que tendría a los usuarios finales como actores clave en el régimen eléctrico. La adopción de la generación renovable distribuida, en particular a través de los sistemas solares fotovoltaicos a pequeña escala, se considera a menudo el primer paso en la transición hacia un sistema de energía descentralizado. La descentralización es pasar de *la calle de un solo sentido*, a una carretera de múltiples sentidos y carriles (Lagarrigue, 2016). Estas medidas fomentan la interacción de los *minoristas de energía*, facilitan la producción, distribución y comercialización de energía renovable por parte de dueños de hogares locales y le abren paso a la integración de los DER.

## **2.2 ENERGÍA LOCAL QUE ABRE PASO A LOS DER**

La evolución tecnológica aunada a las necesidades ambientales llama la atención de todos los participantes, para satisfacer la creciente demanda de energía en dos direcciones: a través de una mayor utilización de fuentes de energía renovable y del uso eficiente de la energía convencional (Gao, Akashib & Sumiyoshic, 2014). La descentralización también significa que, a nivel local, los consumidores podrán abastecer sus necesidades propias a través de la autogeneración o inyectar excedentes a la red. En ese sentido, en el nuevo panorama energético se hace evidente que los *prosumidores* o usuarios finales son productores-consumidores de energía a través de la gestión activa de la demanda como propietarios de los DER; y mientras que la liberalización de los

mercados energéticos le permite a los consumidores finales elegir su proveedor del servicio, la energía descentralizada los convierte en productores directos (Burger & Weinmann, 2014).

Los DER se refieren a sistemas de suministro de energía, ubicados ya sea cerca o en el centro mismo de consumo, para satisfacer las demandas de los usuarios locales; tienen el potencial de ofrecer alta eficiencia, excelente desempeño ambiental y bajas pérdidas de transmisión y distribución, entre otros beneficios (Yang, Zhang & Xiao, 2017). Varios elementos motivadores han permitido concebir los DER como fuentes alternativas de energía, tales y como el aumento de la DG, la flexibilidad, la reducción de costos, la minimización de problemas de interrupción y el desarrollo de la tecnología, lo que ha dado lugar a una economía de generación de energía hacia una escala más baja (Kakran & Chanana, 2018). Mientras el consumo de energía del sector residencial aumenta a un ritmo más acelerado que el de las tasas totales de uso de energía primaria global, la tendencia hacia la implementación e instalación de los DER se ha venido incrementando en los últimos años (Gao y otros, 2014).

Los DER pueden comprender tanto las fuentes primarias dedicadas a la autogeneración y generación distribuida, como el almacenamiento de energía, el vehículo eléctrico (EV, por sus siglas en inglés *electric vehicles*) y las cargas eléctricas controlables (Molano, 2019). Para Europa, los DER incluyen principalmente las energías renovables de pequeña y mediana escala, la eficiencia energética, los sistemas físicos y virtuales de almacenaje, la gestión de la demanda y el EV (Salas y Carrasco, 2017). En Estados Unidos, por su parte, la asociación que regula los servicios esenciales de servicios públicos (NARUC, por sus siglas en inglés National Association of Regulatory Utility Commissioners) los define como recursos que pueden proveer sus necesidades inmediatas de electricidad y que también pueden ser utilizados por el sistema para reducir la demanda o para proporcionar suministro de energía, capacidad o servicios auxiliares de la red de distribución.

La definición de DER no siempre incluye la eficiencia energética (Baatzb, Relf & Nowak, 2018). Tampoco lo hace consistentemente para los EV. La IEA (2020a) define que los recursos energéticos distribuidos incluyen no solo la generación distribuida, como la energía fotovoltaica en la azotea o la bioenergía a pequeña escala, sino también el almacenamiento distribuido en

baterías, las cargas flexibles e incluso el control de la red local. De manera similar, IRENA (2020a) presenta los DER como aquellas tecnologías energéticas de pequeño tamaño ubicadas en la red de distribución o detrás de los medidores de los consumidores, las cuales abarcan tecnologías de energía renovable, almacenamiento y recursos de respuesta de la demanda.

Para la penetración a gran escala de los DER es indispensable una operación coordinada entre los DSO y los operadores del sistema de transmisión (TSO, por sus siglas en inglés *transmission system operator*), que permita asegurar la estabilidad del sistema como lo hacen las plantas de energía convencionales. Adicionalmente, aunque la incorporación de DER carece en muchos países de un modelo comercial, su despliegue va cada vez más alineado con las inversiones de investigación y desarrollo (I+D) de los responsables del régimen energético de cada país (Seidl, Wirth & Krütli, 2019). Algunas de las figuras principales que han surgido son los *agregadores*, que actúan como comercializadores que gestionan la energía de pequeños y medianos consumidores en el sistema y les aportan beneficios transaccionales que pueden ser inaccesibles desde una gestión individual. También se ha abierto la puerta a los mercados de energía de *red entre pares* (P2P, por sus siglas en inglés *peer to peer*), en los que usuarios finales pueden transar energía entre ellos. Según IRENA (2019), para la adecuada integración de las VRE se hacen necesarias algunas innovaciones y sinergias en torno a cuatro dimensiones: tecnologías habilitadoras, modelos de negocio, diseño de mercado y operación del sistema; las cuales se presentan a continuación en la Tabla 2.

**Tabla 2**

*Innovaciones y sinergias necesarias para integrar las VRE*

<b>Tecnologías habilitadoras</b>	<b>Modelos de negocio</b>	<b>Diseño de mercado</b>	<b>Operación del sistema</b>
Baterías a escala de servicios públicos y detrás del medidor	<i>Agregadores</i>	Mayor granularidad de los mercados eléctricos	Papel futuro de los DSO
Carga inteligente de vehículos eléctricos	Comercio P2P de la electricidad	Servicios auxiliares innovadores	Cooperación entre DSO-TSO
Energía renovable <i>power-to-heat</i> y <i>power-to-hydrogen</i>	<i>Energy as a service</i>	Rediseño de mercados de capacidad	Pronóstico avanzado de generación de VRE
Internet de las cosas	Propiedad comunitaria	Mercados Regionales	Almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo

Tecnologías habilitadoras	Modelos de negocio	Diseño de mercado	Operación del sistema
Inteligencia artificial y big data	<i>Pay as you go</i>	Tarifas por tiempos de uso	Líneas eléctricas virtuales
<i>Blockchain</i>		Integración de DER en el mercado	Clasificación de la línea dinámica
Minirredes y superredes renovables		Esquemas de facturación neta	
Flexibilidad en plantas de energía convencionales			

*Nota.* Adaptado de *Innovation landscape brief: Market Integration of distributed energy resources*. IRENA (2019a).

Uno de los instrumentos regulatorios más utilizados por los países para apoyar el desarrollo de la generación eléctrica renovable son las tarifas de alimentación (FiT, por sus siglas en inglés *feed in tariffs*), que consiste en instituir un pago por unidad de energía renovable inyectada a la red. Otras políticas diseñadas para fomentar la inversión privada en energía renovable son la medición de energía neta (NEM, por sus siglas en inglés *net energy metering*), que permite a los *prosumidores* usar la electricidad que generan en cualquier momento y no solo cuando esta es producida; y las primas de alimentación (FiP, por sus siglas en inglés *feed in premium*), a través de las cuales se recibe una bonificación adicional al precio de mercado. No obstante, en los últimos años el mecanismo más utilizado para la inversión en las FNCER han sido las subastas para contratos de largo plazo, debido principalmente a la caída sustancial que han tenido los costos nivelados de estas tecnologías.

Con los DER ha nacido el concepto de planeación de recursos distribuidos (DRP, por sus siglas en inglés *distribution resource planning*), que comprende los procesos emprendidos por las empresas de servicios públicos y los reguladores para planificar e integrar DER, y el respectivo efecto sobre la infraestructura de transmisión y distribución (T&D) (Baatzb y otros, 2018). Esta actividad se vuelve relevante ante la incorporación masiva de los DER, que usualmente desencadena el incremento de los cargos por el uso de la red, alentando a más usuarios a la autogeneración y al autoconsumo, lo que en el largo plazo desencadena una *espiral de la muerte*, haciendo inviable el mantenimiento de la red eléctrica.

La agregación de recursos energéticos distribuidos (DERA, por sus siglas en inglés *DER aggregation*) sirve como medio principal para que los DER participen como productos despachables o no despachables, con aplicaciones de usos múltiples (Kaatz, 2017). Además, han surgido las *plantas de energía virtuales* (VPP, por sus siglas en inglés *virtual power plants*), por medio de las cuales se entrelazan distintas instalaciones de DG mediante un sistema de control centralizado. Estos nuevos mecanismos reclaman la implementación de las redes inteligentes o *smart grids*, que viabilicen la interoperabilidad e integración óptima de nuevas unidades de generación descentralizadas y renovables (Moskalenko y otros, 2010). Las *smart grids* emplean tecnología digital que permite una comunicación que va desde los componentes eléctricos hasta el consumidor, y es en esta cualidad donde radica la *inteligencia*, ya que la gestión de la información permite mejorar la operación dinámica de la red, la eficiencia, el control y la seguridad del servicio.

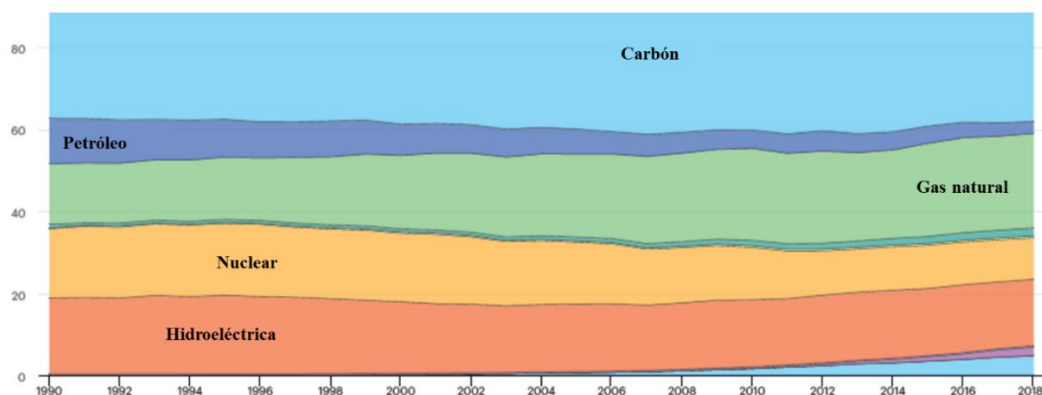
En la incorporación de DER a los sistemas eléctricos, han surgido dos figuras principales: la energía solar compartida y la agregación de elección comunitaria (CCA, por sus siglas en inglés *community choice aggregation*). En la primera opción, se utilizan principalmente paneles solares en los hogares, y los usuarios siguen conectados a la red, lo que significa que continúan siendo clientes de su compañía de servicios públicos. Las CCA permiten a las unidades gubernamentales locales obtener energía para ellos, ya sea a través de contratos o mediante la propiedad de la generación local (Hess & Lee, 2020). Bajo esta última alternativa, los miembros pueden unirse para buscar fines comunes de apoyo al medio ambiente, reducción de costos, seguridad energética e independencia en las decisiones de generación y consumo de la energía.

### 3. FUNCIONAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS DE PAÍSES LÍDERES EN LA INCORPORACIÓN DE LOS DER

Se proyecta que el consumo global de energía aumentará casi un 50% entre 2018 y 2050 (EIA, 2019a). La mayor parte provendrá de países que no se encuentran en la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) y se centra en regiones donde un fuerte crecimiento económico impulsa la demanda, particularmente en Asia (World Energy Trade, 2019). Esto resulta muy preocupante si se considera que a 2018 cerca del 40% de la electricidad en el mundo era generada a través del carbón, tal y como se evidencia en la Figura 3, lo que da cuenta de la gran dependencia que aún se tiene de recursos energéticos no renovables.

**Figura 3**

*Generación de electricidad por fuente en el mundo (%)*



*Nota.* Adaptado de *Data and statistics*. IEA (2020b).

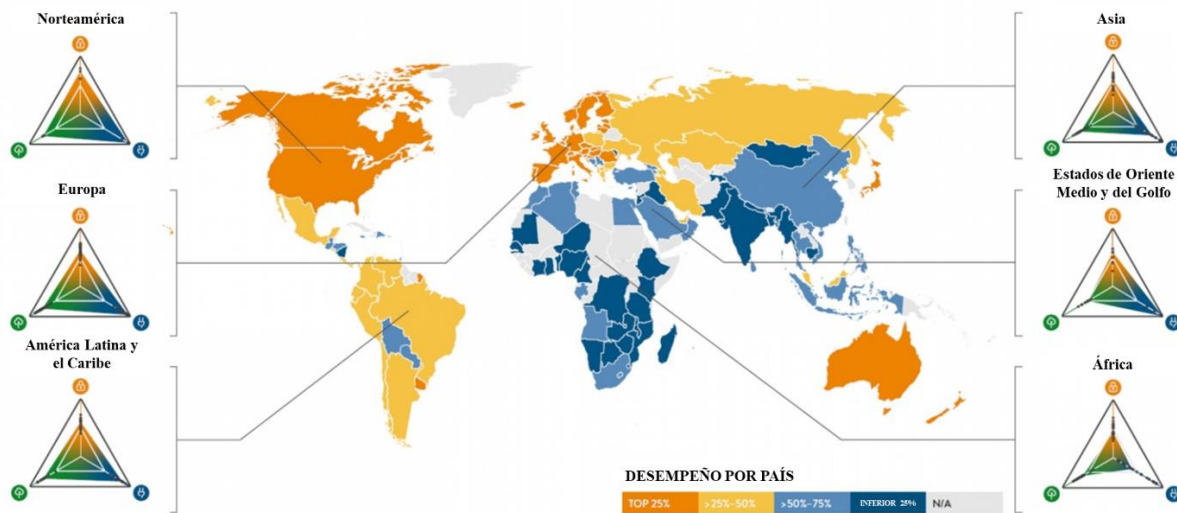
Acorde al análisis de perspectivas energéticas mundiales, la reducción de la demanda de energía en 2020 será del 5%. A pesar de que esto representa una caída récord en las emisiones globales en un año (2,4 Gt de CO<sub>2</sub>), faltan aún muchos esfuerzos para lograr que haya un declive decisivo. La pandemia de COVID-19 ha causado más afectación al sector que cualquier otro evento reciente lo cual ha generado una disminución del 18% en las inversiones e impactado los planes previstos que, dada la coyuntura, se han concentrado en velar por una operación segura y confiable (IEA, 2020c). No obstante, propender por un menor crecimiento económico no es la estrategia apropiada para la disminución de CO<sub>2</sub>. La transición energética debe continuar evolucionando y apalancando

el desarrollo de la población, y en ese sentido la DG tiene muchas oportunidades por delante para evitar nuevas emisiones y para disminuir las relativas a la infraestructura existente.

El Consejo Mundial de Energía (WEC, por sus siglas en inglés *World Energy Council*) busca apoyar la transición a nivel global a través de la innovación colaborativa, para enfrentar los desafíos y promover el suministro y uso sostenible de la energía en beneficio de todas las personas. En ese sentido, el WEC definió el denominado *trilema energético*: seguridad energética, equidad energética (accesibilidad y asequibilidad) y sostenibilidad medioambiental, mediante el cual mide la capacidad general de los países para lograr el balance de estas tres dimensiones. En la Figura 4, se puede visualizar el desempeño actual que se tiene en el mundo para proporcionar energía sostenible, según el Índice Energético del WEC (WEC, 2020a).

#### Figura 4

*Índice mundial del trilema de la energía: desafíos regionales*



*Nota.* Adaptado de *World Energy Council* (WEC, 2020a).

A continuación, se presentan los principales avances que se han llevado a cabo para la incorporación de DER en cuatro mercados energéticos líderes de la transición energética, los cuales han seguido una trayectoria importante en el despliegue de las FNCER. Pese al impacto e incertidumbre en relación con la duración de la pandemia y sus implicaciones, todos los países, incluidos los que están en el top 25% en la medición del Índice, deberán buscar mecanismos de

recuperación sostenible y continuar orientándose hacia un futuro de energía más equitativo, sostenible y asequible.

### **3.1 EVOLUCIÓN EN LA INCORPORACIÓN DE DER EN ALEMANIA**

#### **3.1.1 Incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable en Alemania**

La transformación del sistema energético alemán se remonta a la década de 1980 con el distanciamiento de la generación de energía fósil y nuclear, y el desarrollo de un sistema basado en fuentes de energía renovables. En esta primera etapa, las instalaciones de energía eólica se incrementaron de 56 MW a 4.400 MW, en 1999, y se disminuyeron los precios minoristas como consecuencia de la liberalización del sector eléctrico (Burger & Weinmann, 2014). Posteriormente, en el 2000, bajo la *Ley de Energías Renovables* (EEG, por sus siglas en alemán *Erneuerbare-Energien-Gesetz*), Alemania adoptó el instrumento central y el motor para su despliegue, convirtiéndose en referente a nivel mundial (Matschoss y otros, 2019).

La EEG contribuyó a la exitosa expansión de las energías renovables en Alemania, con la incorporación de tecnologías líderes de energía eólica y fotovoltaica (Matschoss y otros, 2019); además, creó condiciones de inversión más estables: determinó la compensación financiera de cada kilovatio hora alimentado a la red, con tasas predefinidas durante un período de 20 años, e impuso una alimentación prioritaria para las energías renovables. El éxito general del programa se puede medir en la cantidad de electricidad producida a partir FNCER, que aumentó aproximadamente ocho veces, de 17 a 136 TWh por año, entre 1990 y 2012, y que representó el 23% del suministro eléctrico alemán en 2012 (Burger & Weinmann, 2014). A estos esfuerzos se unieron políticas climáticas ambiciosas tales y como la transición energética alemana (*energiewende*), a principios de 2010, y el Plan Nacional de Protección del Clima 2050, adoptado por el gobierno alemán en noviembre de 2016, para cumplir los objetivos nacionales del Acuerdo de París, de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y el aumento de la temperatura global (BMU, 2016).

En armonía con esta visión, la Comisión Europea (2018a) estableció en noviembre de 2018 una estrategia federal para ser el primer continente climáticamente neutro a 2050, mediante la inversión

en soluciones tecnológicas realistas, la capacitación de los ciudadanos y la armonización de la acción en ámbitos clave tales y como la política industrial, la financiación o la investigación. De forma complementaria, se han dispuesto normativas para que cada uno de los países miembros personalicen y adapten a sus necesidades las *smart grids*, aunque ninguna regulación europea cubre el alcance completo de su implementación (E.DSO, s. f.).

Para alcanzar la meta trazada a 2050, la Unión Europea (UE) ha apostado por los siguientes objetivos trazados de manera progresiva (Comisión Europea, 2018b):

- El *Paquete de clima y energía 2020*, promulgado en 2009, que propende por:
  - Reducir un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
  - Alcanzar un 20% en el uso de energías renovables.
  - Lograr una mejora del 20% en eficiencia energética.
- El *Marco de clima y energía 2030, o paquete de invierno: energía limpia para todos los europeos*, adoptado en 2016, para:
  - Reducir el 40% las GEI respecto a 1990.
  - Alcanzar un 32% en el uso de energías renovables.
  - Lograr una mejora del 32,5% en eficiencia energética.
- *Un planeta limpio para todos. La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra*, entregada al Parlamento Europeo en 2018, que establece un enfoque europeo competitivo, inclusivo, socialmente justo y multilateral, con prioridades de desarrollo sostenible hacia la transición a una Europa con cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (Comisión Europea, 2018b).

Alemania avanza cada vez más rápido hacia el cumplimiento de estos objetivos y conserva su posición de líder mundial en la transición a las energías renovables. En marzo de 2019, la proporción de generación eólica fue del 48,4%; la solar, del 5,1%; la producida a partir de biomasa, 7,6%, y la proveniente de fuentes hidroeléctricas, 3,5%. Si se considera el aporte de la energía nuclear, la economía más grande de Europa, y una de las más importantes del mundo, generó el 77,7% de su electricidad con cero emisiones (Roca, 2019). La capacidad instalada del total de

energía renovables en Alemania alcanzó 125.386 MW en 2019, manteniendo un continuo crecimiento (IRENA, 2020b).

### **3.1.2 Pasos hacia la incorporación de DER en el mercado alemán**

Se estima que en la Unión Europea los DER podrían ofrecer 100 GW mediante respuesta de la demanda (IRENA, 2019a). En Alemania, si bien las centrales eléctricas a escala de servicios públicos siguen siendo las principales contribuyentes a la combinación de energía renovable, la evolución a nivel local también ha sido relevante, en especial la energía fotovoltaica, que a 2016 comprendía casi una cuarta parte de la capacidad de generación instalada en el país, y que en días de alta producción podía satisfacer más de un tercio de la demanda pico momentánea (Lowder, Zhou & Tian, 2017). Gran parte de la exitosa diversificación de la propiedad de activos energéticos se atribuye a la sólida política FiT, que condujo a más de 40 países a adoptar esquemas similares, según el Ministerio Federal de Medio Ambiente de Alemania (Burger & Weinmann, 2014).

La fabricación de paneles fotovoltaicos se convirtió en un pilar importante del desarrollo económico en los antiguos estados comunistas de la parte oriental del país, al punto de que una región con alta densidad de fabricantes fue acuñada *Solar Valley* (en alusión al Silicon Valley, en California). Fue así como Alemania afirmó ser el líder mundial en su instalación y fabricación, la cual ganó un impulso especial con el *Programa de 100.000 techos*, que ofreció préstamos favorables hasta alcanzar en 2003 una capacidad solar instalada de 300 MW (Burger & Weinmann, 2014). A principios de 2016, la capacidad fotovoltaica instalada de Alemania superó los 40 GW, de los cuales un 98% podría considerarse del tipo *distribuido* (Lowder y otros, 2017). Pese a que las plantas de ciclo combinado de calor y electricidad (CHP, por sus siglas en inglés *combined heat and power*) y las de cogeneración no han visto un lanzamiento de mercado comparable, con la *Ley Combined Heat and Power* se espera alcanzar 110 TWh/año de generación de las instalaciones de CHP para 2020, y 120 TWh/año para 2025, y un mayor soporte a los sistemas de cogeneración para promover el desarrollo de la calefacción urbana y el almacenamiento de calor y frío en reemplazo de estos mismos sistemas alimentados por carbón (Lowder y otros, 2017).

La DG se ha visto beneficiada en los últimos años, por la disminución de los precios de la tecnología fotovoltaica en azoteas, el desarrollo continuo de baterías y la respuesta de la demanda (Matschoss y otros, 2019). Aunado a lo anterior, Alemania hasta 2018 ofreció préstamos y subvenciones para el almacenamiento, lo que contribuyó al incremento del autoconsumo de electricidad generada por los sistemas fotovoltaicos y a reducir la tarifa de electricidad minorista a los propietarios de capacidad instalada solar. Esto ha propiciado que los hogares alemanes consuman del 20% al 40% de la producción de su sistema (Lowder y otros, 2017). La descentralización se volvió característica en el sistema energético alemán debido a la integración de un gran número de fuentes de energía renovables que comprometen las redes de distribución de electricidad (el 90% de las fuentes de energía renovables están conectadas a ellas).

Esto ha dado lugar a una serie de desafíos: por un lado, técnicos, para los que no estaba diseñada la red; por otro lado, regulatorios, para proporcionar un marco que les permita a los más de 800 DSO existentes realizar las inversiones necesarias en tecnologías y administrar las redes de la manera más eficiente (Matschoss y otros, 2019). A nivel operativo, uno de los puntos de mayor preocupación de los DSO alemanes ha sido la coordinación requerida bajo una estructura de generación, transmisión y distribución desagregadas. Gran cantidad de la energía generada de forma descentralizada se consume cada vez más a media-baja escala, dándole a la red de distribución un carácter de red activa local (Moskalenko y otros, 2010). Algunos de los enfoques normativos adoptados se han orientado a regular los ingresos de los DSO en lugar de los costos, a entregar incentivos de eficiencia y a implementar ajustes anuales que buscan reforzar la tendencia hacia la implementación de soluciones intensivas en capital (Matschoss y otros, 2019).

Además, varias de las reformas que se le han hecho a la EEG han sido motivadas, en parte, por diversas complicaciones derivadas de los altos niveles de penetración renovable y, en parte, por el consecuente aumento de los precios minoristas de la electricidad. La financiación de las FiT se hace a través de un recargo que los operadores del sistema les hacen a los consumidores de electricidad para remitirlos a los generadores de energía renovable. Esto, aunado a los crecientes desafíos de la red que se recaudan vía tarifa, ha propiciado que Alemania tenga uno de los precios más altos de electricidad residencial en Europa (Lowder y otros, 2017). El incremento en la factura debido a la *energiewende* ha sido del 17% desde 2011, lo que ubica a Alemania como uno de los

países de la Unión Europea con el precio final de la electricidad más caro para los consumidores domésticos (Energía y Sociedad, 2017). Aún con la reducción de un 13% de su valor en 2016, ese mismo año 6,6 millones de personas estaban amenazadas de tener cortes de luz por impagos (Mas, 2019).

Algunos de los esquemas alternativos implementados han sido las FiP, las cuales se aplicaron para que nuevos proyectos con capacidad desde 100 kW hasta 10 MW siguieran ganando participación en la capacidad de generación a partir de energías renovables. En ese sentido, tras la revisión de la EEG de 2014, las FiT fueron reemplazadas por las FiP, otorgando prioridad de alimentación a la red a este tipo de proyectos, cuya generación podría ser luego vendida en la Bolsa de Energía Europea (EPEX SPOT, por su nombre en inglés *European Power Exchange*), y a través de subastas en las que podían participar usuarios finales con capacidad agregada, teniendo en cuenta que los precios de oferta para sistemas fotovoltaicos de 40kW a 100kW quedaban limitados a las FiT. Las reformas también dictaron que la electricidad autoconsumida estaría parcialmente sujeta al recargo de la EEG (Lowder y otros, 2017).

En 2016, también nacieron la *Ley del mercado de electricidad* y la *Ley de digitalización de la transición energética*, orientadas a que los precios se comportaran según la electricidad disponible al momento de consumo, y a proporcionar sistemas de medición inteligentes a generadores y comercializadores, respectivamente (Botero, Cardona y García, 2020). Con la llegada de la medición inteligente se ha empezado a desarrollar en Europa el denominado *modelo de suministro de electricidad entre propietarios e inquilinos (mieterstromgesetz)*, que en Alemania fue formalizado en julio de 2017, como un subsidio definido en la reforma de la EEG de ese mismo año. Entre los requisitos está la participación mayoritaria de apartamentos residenciales (mínimo del 40%), y consiste en pequeños contratos de compraventa de energía (PPA, por sus siglas en inglés *power purchase agreement*) celebrados entre los habitantes de un edificio y un tercero que hace la instalación fotovoltaica con la respectiva medición inteligente. El proveedor percibe la tarifa de alimentación por el exceso de electricidad fotovoltaica que se entrega a la red y un subsidio por cada kWh consumido por los inquilinos participantes, quienes, a su vez, tienen la posibilidad de acceder a los beneficios del autoconsumo colectivo de electricidad solar en las facturas de energía (SolarPowerEurope, 2019).

Aunque los anteriores mecanismos han aliviado el comportamiento de costos al consumidor y algunos servicios municipales se ofrecen gratis, lo que se ha evidenciado es que en el territorio alemán la energía descentralizada y renovable aumenta la aceptación y compensa emocionalmente las tarifas relativamente altas. Esto ha puesto de manifiesto que existe una asociación positiva entre el consumo final de energía y el bien comunal derivado de la autodeterminación, y refuerza el papel de los *prosumidores* residenciales (Burger & Weinmann, 2014). En relación con el almacenamiento, si bien se han brindado estímulos, la expectativa del Gobierno es que esta tecnología no sea crucial para el soporte de la red en el futuro cercano, y en su lugar espera reducir la generación de carga base y fomentar la flexibilidad en el sistema de energía (Lowder y otros, 2017). De otro lado, pese al crecimiento de los generadores de energía a pequeña escala, la posible aparición de un mercado de electricidad *local* se ha debatido, por considerarse que las transacciones de la electricidad transportada a través de redes públicas deben establecerse en el mercado mayorista centralizado (Brinker & Satchwell, 2020).

Si bien la experiencia alemana logró la integración a gran escala de los recursos descentralizados de energía renovable a través de incentivos, el impacto más significativo en el despliegue de generación distribuida ha evolucionado para seguir un régimen más orientado al mercado, a través, por ejemplo, de la participación en EPEX SPOT y en subastas, o bajo los controles tarifarios al autoconsumo mencionados anteriormente. El cambio energético ha dejado un gran desafío estratégico en Alemania: ha enfrentado a operadores de red, que luchan por garantizar la estabilidad en el sistema; a las empresas de servicios públicos, que experimentan una erosión significativa de los ingresos, que tiene origen en la reducción de los precios del mercado mayorista por las fuentes renovables y la autogeneración, y que de no ser gestionados pueden conllevar a una *espiral de la muerte*; y a los clientes, a quienes se les han facturado tanto las instalaciones de energía renovable como los crecientes requerimientos de la red.

Alemania fue pionera en la propuesta de valor de un país limpio y verde, que ha sabido acompañar con una industria innovadora y activa, así como con un generoso régimen regulatorio. Este enfoque de sostenibilidad ha traído consigo también dilemas de asequibilidad y seguridad del suministro, que obligan a replantear los modelos de negocio de las empresas de energía. El Estado continúa

buscando proporcionar un marco normativo sólido para fortalecer la resiliencia sistémica mientras la producción de energía intermitente continúa creciendo. A pesar de todos los desafíos aún existentes, el suministro descentralizado en Alemania ha producido un cambio en la percepción de la energía, con pueblos bioenergéticos, cooperativas de energía y empresas municipales que están descubriendo el valor de la energía y el calor producidos localmente (Burger & Weinmann, 2014).

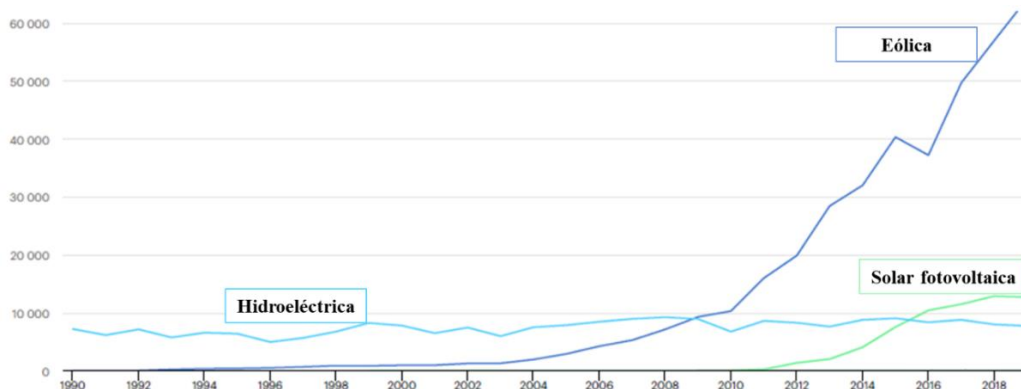
### 3.2 EVOLUCIÓN EN LA INCORPORACIÓN DE DER EN REINO UNIDO

#### 3.2.1. Incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable en Reino Unido

Reino Unido está tras la necesidad de un cambio fundamental para reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub>, que a 2017 alcanzaron 5,729 tCO<sub>2</sub>/per cápita (Muntean, 2018) aun cuando en ese mismo año se logró una disminución significativa con respecto a 2010, de la cual el 61% fue atribuida al sector eléctrico (OFGEM, 2018a). El sector, con un consumo a 2018 de 4,9 MWh/per cápita (IEA, 2018a), ha incrementado su capacidad instalada total de energía renovable más de cinco veces en los últimos diez años (de 8GW en 2009 a 44GW en 2019) (Arias, 2019), lo que en el 2019 contribuyó a generar más de un 50% de la electricidad (OFGEM, 2020). Tal y como se observa en la Figura 5, la generación eólica ha tenido un notable crecimiento; además, en Escocia ha sido la tecnología con el desarrollo más acelerado dentro de las energías renovables (Escocia posee el 25% de los recursos eólicos estimados de Europa) (Community Power, s. f.).

**Figura 5**

*Generación de energía renovable por fuente (GWh)*



*Nota.* Adaptado de *Data and statistics*. IEA (2018b).

Gran Bretaña ha sido uno de los modelos por excelencia de funcionamiento del sector eléctrico, tras liderar los procesos de privatización y segmentación de esta industria en los noventa, y ser modelo de cambios profundos en el sistema en la primera década del siglo XXI (Botero, Arbeláez y Rendón, 2019). Como parte de su compromiso con la descarbonización, además del cumplimiento a los objetivos de la UE, aprobó en 2008 la *Ley de Cambio Climático*, que consiste en reducir en un 80% las emisiones de gases de efecto invernadero para 2050 (con respecto a los niveles de 1990), la cual ha acompañado de otras medidas para la generación sostenible, tal y como la *Reforma del Mercado Eléctrico* (EMR, por sus siglas en inglés *Electricity Market Reform*). Dicha reforma trae consigo la incorporación de las obligaciones renovables (RO, por sus siglas en inglés *renewables obligation*). De forma complementaria, para 2020 Escocia e Irlanda del norte se han fijado como objetivo entregar electricidad 100% y 40% renovable, respectivamente.

A nivel político, algunos temas han generado cambios en el enfoque de la transición energética británica. Por un lado, se modificaron las prioridades hacia el gas de esquisto y la energía nuclear, motivadas en gran medida como respuesta a los precios excesivos de la energía y al aumento en la dependencia de su importación. En octubre de 2019, el gobierno británico publicó el *modelo de base de activos regulados* (RAB, por sus siglas en inglés *regulated assets base*), mediante el cual propone esquemas de financiación privada para nuevos proyectos nucleares que posibiliten reducir las facturas de los consumidores y maximizar la rentabilidad para los contribuyentes (GOV.UK, 2019). De otro lado, con el Brexit se puede poner en riesgo el comercio libre de electricidad entre Reino Unido y la Unión Europea, aunque el Gobierno ha manifestado el deseo de mantener sus relaciones comerciales con el Mercado Interior de la Energía (IEM, por sus siglas en inglés *Internal Energy Market*) y con el Mercado Único de Electricidad (SEM, por sus siglas en inglés *Single Electricity Market*) entre Irlanda del Norte y República de Irlanda, así como su compromiso con la Unión Europea en aspectos de cambio climático, tal y como se indicó previamente.

Si bien se espera con estos acuerdos asegurar el comercio eficiente, conservar la seguridad en el suministro y preservar el bajo costo en la generación eléctrica, lo anterior ha generado un fuerte retroceso en las renovables, especialmente en el desarrollo de la eólica, en muchas zonas rurales de todo el Reino Unido. El objetivo más allá de 2020 consistirá principalmente en apoyar estrategias energéticas comunitarias (Community Power, s. f.).

### 3.2.2. Pasos hacia la incorporación de DER en el mercado de Reino Unido

Para el operador del sistema eléctrico de Gran Bretaña (NGESO, por sus siglas en inglés *National Grid ESO*), hay dos ejes fundamentales en el desarrollo del sector eléctrico: la descentralización y la descarbonización, que hoy en día son inconcebibles sin procesos de digitalización. Esto, que se ha denominado *La Revolución 3D*, es el norte bajo el que el regulador británico (OFGEM, por sus siglas en inglés *Office of Gas and Electricity Markets*), orienta la transformación del mercado del Reino Unido. La innovación es considerada la base de la regulación requerida para afrontar los cambios del sector y rehacer el panorama energético tradicional. En ese sentido se ha avanzado en introducir tecnologías disruptivas y nuevos modelos de negocio para el suministro de energía a los consumidores y a las comunidades (Taylor, 2017).

Uno de los principales pasos que se ha dado hacia la incorporación de DER en el mercado del Reino Unido es la transición hacia un sistema más descentralizado, en el que un mayor número de empresas y hogares generan y almacenan su propia energía (OFGEM, 2020). Como apoyo a esta evolución, el Reino Unido adoptó en 2010 un incentivo FiT para remunerar tecnologías de microgeneración renovable (de 5MW o menos), el cual fue modificado en 2016 debido a los recargos en la factura de servicios públicos que generó esta medida. Pese a que el nuevo régimen tuvo repercusión en las instalaciones de DGPV, en 2016 se habían realizado alrededor de 900.000, con una capacidad total de más de 11 GW bajo el FiT (más del 90% con instalaciones de pequeña escala, entre 0 kW y 4 kW) (OFGEM, 2017a). La energía fotovoltaica proporciona la mayoría de las adiciones de capacidad desde 2013, pero, en general, la DG ha tenido un aumento de casi el 500% desde 2010 (Lowder y otros, 2017).

El FiT se hizo compatible con las RO (que obligan a que una parte de la electricidad que suministran los comercializadores sea de origen renovable). Ambos esquemas (el incentivo FiT y las RO) anunciaron su cierre a nuevos solicitantes (OFGEM, 2020a). Desde el 2011, el sistema británico cuenta con el *Marco de Control de Levy* (LCF, por sus siglas en inglés *Levy Control Framework*), que establece el valor máximo del costo de las políticas energéticas que se les imponen a los consumidores. Si bien esta herramienta es útil para el monitoreo y control de la financiación a las políticas energéticas del Gobierno, no ha sido del todo eficaz en algunas áreas

clave (National Audit Office, 2013). Para promover la innovación, las iniciativas de energía local son impulsadas por sistemas de apoyo otorgándole al consumidor la posibilidad de ser más independiente y de tener un mayor control sobre sus asuntos energéticos. En la Tabla 3, se resume la categorización que OFGEM (2017) ha hecho de algunos de estos proyectos, para identificar las medidas regulatorias más convenientes en cada caso (OFGEM, 2017b).

**Tabla 3**

*Tipos de proyectos de energía local*

<b>Modelo</b>	<b>Descripción</b>
Servicios locales	Buscan mejorar los resultados energéticos para la población local
Generación local	Activos financiados por la comunidad local y cuyos ingresos son de uso local
Suministro local	Energía baja en carbono asequible a comunidades locales
Microrred	Redes descentralizadas que operan en paralelo o independientes de la red nacional
VPP	Operan en la red de distribución pública como mecanismo de equilibrio local a través de acuerdos comerciales. Esta modalidad aún no está muy extendida

*Nota.* Adaptado de *OFGEM's Future Insights Series*. OFGEM (2017b).

Lo anterior ha generado en los últimos años una diversificación importante en el mercado de suministro de Gran Bretaña. Entre diciembre de 2012 y marzo de 2016, el número de proveedores de gas o electricidad domésticos activos aumentó a más del doble (de 20 a 43). Algunos ejemplos por enunciar son la cooperativa Brixton Energy, creada para involucrar a la comunidad de este distrito en proyectos de energía renovable, con el propósito de incrementar la participación y las oportunidades para inversiones financieras locales, y el Programa *LEM Cornwall*, que busca explorar soluciones energéticas flexibles e inteligentes para los mercados energéticos locales del Reino Unido.

En 2013, OFGEM estableció el marco *Recursos = Incentivos + Innovación + Salidas* (RIIO, por sus siglas en inglés *Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*), con el objetivo de regular los precios a los consumidores, por la transmisión y la distribución, e impulsar la innovación para ofrecer un mejor servicio o una mayor inversión en las redes de energía. Una de las formas en que el esquema controla los precios es, o limitando el cobro de las empresas de redes, o a través de incentivos (OFGEM, s. f.). Los desarrollos en el mercado minorista se han impulsado desde que

en 2016 la autoridad encargada de asegurar la competencia y el mercado (CMA, por sus siglas en inglés *Competition and Markets Authority*) habilitó la implementación de una mayor cantidad de ofertas que les permiten a los usuarios cambiar las tarifas y los proveedores. Sin embargo, debido a que el mercado minorista no ofrecía los resultados deseados para todos los consumidores, en julio de 2018 el Parlamento Británico ordenó la introducción de un límite de precio temporal en las tarifas (OFGEM, 2018). La CMA también ha buscado corregir las restricciones de aspecto técnico del lado de la oferta que tienen impacto en la competencia.

El contexto del mercado minorista está evolucionando, al pasar de ser prescriptivo, basado en reglas, a apoyarse más en principios y a poner en los proveedores la responsabilidad de responder cada vez mejor a las necesidades de sus clientes (OFGEM, 2017b). Como parte de la apertura al mercado de nuevos actores y modelos de negocio, OFGEM aprobó el ingreso al mercado de una VPP administrada por la empresa de tecnología *Limejump* (2018). La VPP conecta el almacenamiento distribuido o los activos de generación, tales y como las baterías, la energía solar y la eólica, mediante el análisis de *big data*, la capacidad comercial y el aprendizaje automático. De esta manera, en agosto 2018 la primera unidad entró al mecanismo de equilibrio, permitiendo así que los generadores de energía renovable y distribuida compitieran por primera vez con los principales jugadores energéticos del Reino Unido.

En diciembre de 2018, OFGEM propuso nuevas reglas, que se basan en cinco principios para garantizar que los consumidores obtengan la información necesaria para: (1) comparar y cambiar las tarifas; (2) gestionar sus tarifas, costos y consumo; (3) comprender y obtener asistencia y asesoramiento relevantes; (4) gestionar su facturación y costos; y (5) gestionar cambios en sus contratos (OFGEM, 2018b). Además, eliminó el límite al precio de la tarifa instituido por el Parlamento Británico, para encaminarlo hacia una *competencia efectiva* en la que se garantice el acceso al mercado a los consumidores y que aquellos que están en situaciones vulnerables también puedan aprovechar las oportunidades de la evolución, y no quedarse atrás en la transición hacia tecnologías más inteligentes (OFGEM, 2020).

NGESO (2020a) anunció, en su más reciente informe de escenarios energéticos futuros (FES, por sus siglas en inglés *future energy scenarios*), que en 2020 el sistema gestionará los picos de

demanda con tecnologías flexibles, que incluyen almacenamiento de energía, respuesta del lado de la demanda y gestión inteligente de la energía. Escocia incluyó en su objetivo de electricidad para 2020 la instalación de 500 MW para la generación de energía comunitaria y local, con la cual busca asegurar el apoyo de la ciudadanía hacia la incorporación de las energías renovables y la redistribución de los beneficios asociados. Algunos ejemplos de energía comunitaria implementados en el territorio escocés, además de los parques eólicos, son las minirredes independientes alimentadas por una combinación de energía solar, eólica e hidroeléctrica instaladas en la isla de Eigg, las cuales han tenido como respaldo financiero: la tarifa regulada del Reino Unido, incentivos para los sistemas de calefacción basados en energías renovables y el *Programa de Energías Renovables y Comunitarias*, diseñado por el Gobierno de este país (Community Power, s. f.).

En el mediano plazo, National Grid advierte en el plan RIIO-2 para 2021-2023 la diversidad de participantes que tendrá lugar en el mercado a 2030 y los requerimientos de diseño necesarios para que se puedan dar mercados energéticos eficientes. En especial para el caso de los DER se ha considerado que deben ser eliminadas las barreras para los jugadores más pequeños, y por esto para 2023 todos los participantes de 1 MW (incluidos *agregadores*) tendrán acceso de forma coordinada tanto al mercado de servicio de equilibrio como al mercado de capacidad, mediante una única plataforma integrada de mercados. Con esta transición se busca garantizar que los beneficios sean adecuados también a nivel de distribución o de comunidad, con independencia de quién los posea o los opere (NGESO, 2020b).

Finalmente, hay otra serie de reformas en curso destinadas a garantizar que la flexibilidad sea recompensada de manera justa por el valor que proporciona al sistema. En ese sentido, OFGEM, de la mano del Gobierno, adelanta el desarrollo del mercado minorista de energía para 2024. El objetivo es que florezca la estructura de un mercado innovador y flexible, que permita cambiar la cantidad de energía que se genera o consume en lugares o momentos particulares y proporcionarle servicios al sistema energético. Adicionalmente, se busca apoyar la contribución del consumidor en los comportamientos e interacciones con el mercado energético, a través del acceso a tecnologías inteligentes, servicios basados en automatización, tarifas dinámicas de energía y de información sobre su uso de energía (OFGEM, 2020). Para NGESO (2018) también es relevante

la transformación del consumidor y la consolidación de los DER, considerando la proyección de que en 30 años hasta el 65% del porcentaje de capacidad de generación podría ser local.

Gran Bretaña está comprometida con la acelerada transición de un sistema eléctrico, basado en una gran central térmica acoplada a la red de transmisión, a pequeñas fuentes renovables conectadas a la red de distribución, así como con el cambio de una base de consumidores estática y pasiva, a una dinámica y comprometida (NGESO, 2020a). Como prueba de esto, en 2012 la industria predijo una generación integrada del 12% para 2020, pero en 2017 ya se había alcanzado un 27%, y se espera que esta aumente alrededor de un 50% para 2030. Incluso, se ha proyectado que a partir de 2030 puede llegar a tener lugar un exceso de electricidad, debido a que la generación inflexible e intermitente superará la demanda, y en ocasiones no será posible exportarla. Esto forma parte de los desafíos operativos futuros y del desarrollo necesario del mercado, que requerirá tanto nuevas tecnologías como formas de diseñar y operar las redes.

### **3.3 EVOLUCIÓN EN LA INCORPORACIÓN DE DER EN ESTADOS UNIDOS**

#### **3.3.1 Incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable en Estados Unidos**

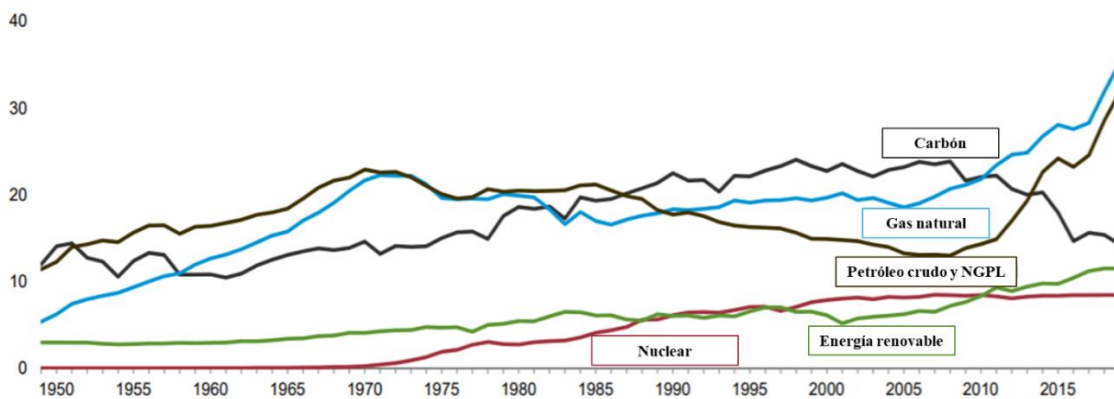
Estados Unidos es, en términos absolutos, el segundo país de mayor consumo de electricidad a nivel mundial después de China, y triplica a este último con sus casi 13 MWh/per cápita (IEA, 2018b). Esta posición lo cataloga como uno de los actores clave de la transición energética, especialmente debido al uso que le ha dado a sus recursos fósiles en la generación de energía eléctrica, que, a 2017, conllevaban emisiones anuales de CO<sub>2</sub> de 15.741 tCO<sub>2</sub>/per cápita (Muntean, 2018). De otro lado, en 2003, uno de los eventos energéticos más críticos del mundo implicó que Nueva York estuviera sin energía por más de 16 horas, lo cual impulsó la primera acción legislativa en 2005, la *Ley de Política Energética (Energy Policy Act)*, que estableció disminuir el uso del carbón y de nuevas centrales nucleares, fortalecer la gestión energética mediante respuesta de la demanda, otorgar créditos fiscales para energías renovables, instituir la medición neta y promover la generación distribuida.

Lo anterior indujo a la implementación de las *smart grids* en 2007, tras la promulgación de la política de modernización de la red, que declaró priorizar el despliegue de tecnologías inteligentes, tales y como una mejor medición a través de información digital y de controles, la optimización dinámica de las operaciones de la red y la incorporación de los recursos distribuidos. En la búsqueda de enfrentar los desafíos de seguridad energética y de cambio climático, el Gobierno estadounidense promovió también el uso de los recursos renovables a través del plan *New Energy For America*, que fue complementado con el desarrollo de iniciativas medioambientales, como el Plan de Energía Limpia (CPP, por sus siglas en inglés *Clean Power Plan*), creado para la descarbonización del sector eléctrico. Algunos de los principales avances se dieron para el período 2009-2010, en el que creció en un 11% el uso de energías renovables, y en un 77% el de la energía solar (EPM, 2018).

Sin embargo, en los últimos años se han revertido los programas para la transformación energética de Estados Unidos, dejando en un plano secundario los esfuerzos por mitigar la contaminación. En ese orden de ideas, la evolución reciente de las fuentes de generación de Estados Unidos se debe fundamentalmente a los cambios tecnológicos en el sector de los hidrocarburos y al impulso en el desarrollo de las renovables de algunos estados que, pese al tema político, han logrado ganar alrededor de un 10% de cuota en la producción total de energía, pasando a ubicarse por encima de la generación nuclear (EIA, 2020), tal como se detalla en la Figura 6.

### Figura 6

*Generación de energía primaria por fuente (cuatrillones de btu)*



Nota. Adaptado de *Monthly Energy Review November 2020*. EIA (2020).

Algunos de los retos a los que se ha enfrentado Estados Unidos con la inclusión de fuentes de generación eléctrica eólica y solar consisten en la incertidumbre y la variabilidad que presentan estas fuentes, poniendo de manifiesto la imperiosa necesidad de aumentar la flexibilidad operacional, o capacidad de los generadores convencionales de aumentar o disminuir su producción, para responder a los cambios abruptos en la demanda neta del sistema (reflejados, por ejemplo, en la *Curva del Pato* de California que describe el desfase de tiempo entre la capacidad de generación de energía solar y la demanda máxima). Esto ha conducido a la implementación del almacenamiento de energía, a productos de capacidad de rampa flexible transados en los mercados del día anterior y al desarrollo de los mercados intradiarios para predecir con mayor exactitud la producción de este tipo de fuentes (Patiño, Correa y García, 2020).

### **3.3.2. Pasos hacia la incorporación de DER en los mercados de Estados Unidos**

En febrero de 2019, la capacidad fotovoltaica solar a pequeña escala ascendió a 20.125 MW en Estados Unidos (IRENA, 2019a), donde del 22% al 27% de las viviendas son elegibles para este tipo generación distribuida, mientras que el mercado de la energía solar compartida es potencialmente significativo y la elección comunitaria está autorizada en ocho estados, con una población combinada de 100 millones de personas (Hess & Lee, 2020). Los mercados de Estados Unidos están en diferentes niveles de evolución hacia la incorporación de DER, entre los que California y Nueva York, además de representar grandes economías (juntas tienen un PIB que constituiría la tercera o cuarta economía más grande del mundo), son líderes en políticas de transición energética. California se destaca por el desarrollo alcanzado en CCA, mientras la energía solar compartida es más avanzada en Nueva York. Cada uno, por tanto, ha recorrido trayectorias diferentes hacia el camino de la descentralización (Baatzb y otros, 2018).

El desarrollo de la DG en los Estados Unidos ha considerado diversas políticas e innovaciones que han representado propuestas de valor para los consumidores. No obstante, en la mayoría de los estados, las leyes NEM son las principales responsables de su evolución y de que la DGPV sea especialmente competitiva con otras inversiones en hogares o negocios (Lowder y otros, 2017). Un aspecto importante que continúa en investigación es el mecanismo para garantizar la coexistencia de los sistemas de generación centralizada de gran escala con los sistemas

distribuidos. En algunos estados se tienen altos techos para los mercados de tiempo real, mientras que otros subsidian los generadores convencionales para compensar la remuneración del mercado que, al combinarse con fuentes renovables, no se compadece de sus costos marginales (Patiño y otros, 2019).

Desde octubre de 2016, la generación distribuida renovable de California totalizó 9.400 MW, y a partir de junio de 2017 se interconectaron más de 5.500 MW de DGPV (Kaatz, 2017). Para promover la descentralización en este estado, desde 2009 se les ha permitido a los propietarios de empresas de servicios de energía (ESCO, por sus siglas en inglés *energy service companies*) tener energía solar distribuida. Además, la legislatura estatal aprobó un programa de tarifa verde (GTSR, por sus siglas en inglés *green tariff shared renewables*), con el ánimo de que dichas empresas le ofrecieran a sus clientes opciones de energía renovable a cambio de una tarifa minorista favorable para la generación neta de electricidad (Hess & Lee, 2020). Aunque las ESCO ven la energía solar compartida y la elección comunitaria como amenazas a sus valores rectores, de mantener no solo ganancias, sino también electricidad confiable y asequible, hasta la fecha han sido más efectivas para bloquear el desarrollo de la energía solar compartida que la opción comunitaria.

A partir de 2015, las CCA han crecido en California hasta el punto de convertirse en agencias gubernamentales completas, que comparten el valor de proporcionar a los consumidores el beneficio de una electricidad asequible (comparable al precio de los servicios públicos o menos costosa). A principios de 2019, había en vigencia aproximadamente 20 programas de este tipo, y muchos más en progreso, aumentando la capacidad de la comunidad de participar en actividades políticas del Gobierno estatal. Se estima que, para el 2025, en California el 85% de la electricidad podría ser suministrada por las CCA y por proveedores de servicios directos (Hess & Lee, 2020).

A nivel de mercado ha habido muchos conflictos, especialmente por la inclusión de una tarifa de salida (PCIA, por sus siglas en inglés *power charge indifference adjustment*), que se originó en un estatuto promulgado durante la crisis energética de California de 2001, y que es cobrada a las CCA por sacar a los clientes de las empresas de servicios públicos centralizados. Estas últimas han discutido que el éxodo de clientes ha causado una pérdida de ingresos potencialmente significativa, mientras que la contraparte argumenta que las ESCO invirtieron en exceso en los contratos de

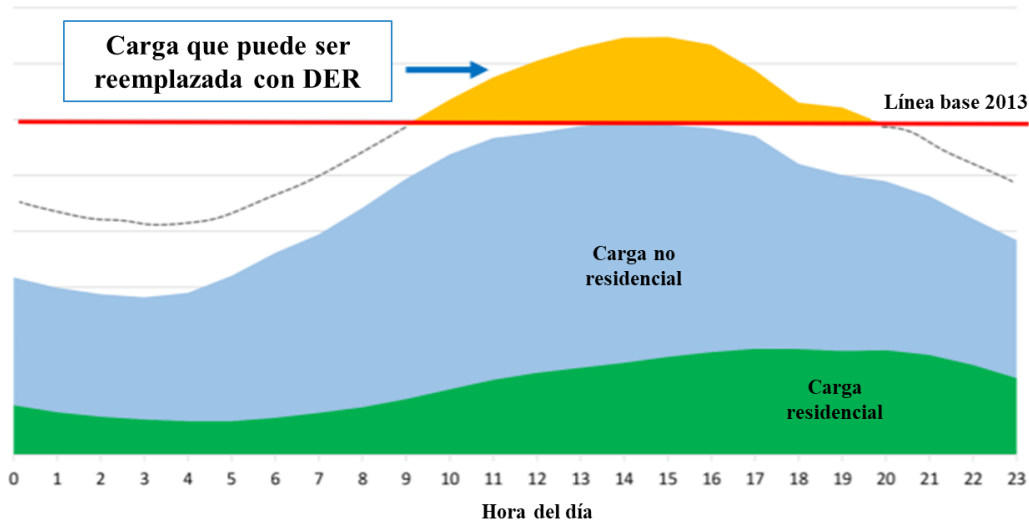
generación, en parte para crear barreras de crecimiento para las CCA. La incertidumbre regulatoria causada por los cambios en las reglas de PCIA, no obstante, ha contribuido a desplegar más funciones asociadas a los modelos de opciones comunitarias en California, contribuyendo así al desarrollo de una gama de innovaciones energéticas descentralizadas y a una mayor responsabilidad democrática para las decisiones de política energética.

En febrero 2016, la Comisión de Servicios Públicos de California emitió la tarifa NEM 2.0. Esta tarifa, a pesar de conservar características significativas de la estructura NEM original, tales y como no reducir la tasa de compensación por debajo de la tarifa minorista completa, introdujo algunos cambios para los clientes de DGPV, tales y como las tarifas de interconexión, los cargos no omitibles y una transición a las tarifas por tiempo de uso (TOU, por sus siglas en inglés *time-of-use rates*). La motivación detrás de esta directiva fue regular el crecimiento continuo de la energía solar en la azotea sin proporcionar subsidios cruzados (buscando dar un tratamiento más equitativo para todos los contribuyentes). Adicionalmente, en agosto de ese mismo año, California modificó el Programa de Incentivos de Autogeneración (SGIP, por sus siglas en inglés *Self-Generation Incentive Program*), existente desde 2001, para enfocar la mayor parte de sus fondos en la reducción de los costos de almacenamiento (Lowder y otros, 2017).

La comisión encargada de los servicios públicos en California (CPUC, por sus siglas en inglés *California Public Utilities Commission*) continúa desarrollando herramientas y enfoques uniformes para optimizar la planificación y el análisis del sistema de distribución, con énfasis en la estimación de la capacidad de alojamiento, el valor de ubicación, las operaciones y el despacho de DER para las necesidades de confiabilidad. Esto incluye propuestas dentro de la DRP que han puesto en marcha las principales empresas de servicios públicos, para probar las herramientas y sus limitaciones (Baatzb y otros, 2018). En la Figura 7, se observa como ejemplo un piloto de Southern California Edison (2016), que busca utilizar DER en un área densamente poblada del Condado de Orange, a través del uso de la eficiencia energética, la respuesta de la demanda, la generación renovable y el almacenamiento de energía en el sistema de distribución para compensar 300 MW, difiriendo o eliminando así para 2022 la necesidad de generación de gas adicional en la región.

**Figura 7**

*Carga pico pronosticada para 2022 por encima de la línea de base de 2013*



*Nota.* Adaptado de *SCE's Preferred Resources Pilot*. Southern California Edison (2016).

Nueva York, por su parte, desde 1998 ha impulsado políticas de apoyo para la energía solar. En 2012, anunció la iniciativa *NY-Sun*, que reunió los programas solares existentes y dedicó una inversión planificada de mil millones de dólares en este tipo de energía, con el apoyo del *NY Green Bank* y de otras fuentes de financiación. Adicionalmente, ha puesto a disposición de los barrios de bajos ingresos programas de predesarrollo y de asistencia técnica solar asequible, como el llamado *K-solar*, que inició a través de la Autoridad de Energía de Nueva York, y con el que ha apoyado la instalación de DGPV en los edificios de más de un tercio de las escuelas del Estado. En cuanto a la agregación de elección comunitaria, restringió la propiedad de DG a empresas de servicios públicos existentes, dando entrada a los desarrolladores solares como nuevos participantes en este campo (Hess & Lee, 2020).

En 2014, mediante un proceso creado para reestructurar la industria de la energía y los servicios públicos (REV, por sus siglas en inglés *reforming the energy vision*), buscó incentivar el desarrollo de la modernización de la red, la descentralización de la energía y la descarbonización. El enfoque de este programa se centró en la transformación del mercado, las mejoras del modelo de negocio de servicios públicos y la reforma de las tarifas, utilizando las compañías de distribución como plataformas para facilitar las transacciones de energía y los servicios energéticos, y para impulsar

las inversiones en DER (Baatzb y otros, 2018). Como apoyo a REV nació la iniciativa *Make REV R.E.A.L.* (donde *R.E.A.L.* significa: *Renewable, Equitable, Accountable and Local*), que reunió a organizaciones de sostenibilidad y justicia ambiental para conectar las metas de energía sostenible con las de equidad social y responsabilidad democrática (Hess & Lee, 2020).

La elección de la comunidad fue autorizada en 2016 a través de un fallo de la Comisión de Servicios Públicos en forma de exclusión voluntaria. A partir de la fecha, se les permitió a las CCA desarrollar programas de eficiencia energética y de DER, y las ESCO han desempeñado un papel de liderazgo en su implementación. La relación entre entrantes y *titulares* ha sido menos conflictiva en Nueva York que en California, en parte debido a la preexistencia de competencia minorista en asociación con las ESCO, lo que ha generado que los programas de CCA en Nueva York tengan poderosos aliados en el campo político, pero ha limitado también su desarrollo (Hess & Lee, 2020). Nueva York, no obstante, ha empezado a dar pasos hacia nuevos modelos de CCA que buscan un control democrático local más amplio sobre las decisiones energéticas, lo cual podría favorecer los costos que se le ofrecen al consumidor.

En 2017, entró en vigor una nueva medida llamada valor de los recursos energéticos distribuidos (VDER, por sus siglas en inglés *value of distributed energy resources*), la cual representó una amenaza para los desarrolladores solares, la coalición de ambientalistas y los grupos comunitarios, quienes consideraban que el precio minorista reflejaba una compensación justa del mercado por el valor que la energía solar de generación distribuida proporcionaba a la red. Algunos le pidieron al Estado que les permitiera a los clientes de energía solar compartida tener la opción de permanecer en la medición neta y probar la nueva tarifa de forma voluntaria. Otros, argumentaron que la nueva política de precios había resultado en la cancelación de 175 proyectos solares y casi mil millones de dólares en pérdidas de inversión. En 2019, la Comisión de Servicios Públicos estabilizó los precios, creó un crédito comunitario para los clientes y extendió la medición neta a proyectos de menos de 750 kW de capacidad. El desarrollo solar compartido desde entonces ha evolucionado exitosamente en Nueva York (a 2019 había aproximadamente 250 proyectos en curso o finalizados) (Hess & Lee, 2020).

En general, California y Nueva York se han diferenciado principalmente en los enfoques reglamentarios, pero persiguen el deseo de cambiar el modelo de distribución existente. Este objetivo común les permite compartir o tener retos similares para continuar avanzando en su camino a la descentralización e incorporación de los DER durante los próximos años. En ambos estados, un único mercado mayorista ISO (CAISO, por sus siglas en inglés *California Independent System Operator*, y NYISO, por sus siglas en inglés *New York Independent System Operator*, respectivamente) ofrece la oportunidad de implementar políticas estatales para la electricidad minorista distribuida, sin entrar en conflicto con lo dispuesto por la Comisión Federal de Regulación de la Energía (FERC, por sus siglas en inglés *Federal Energy Regulatory Commission*).

Para los próximos años, Nueva York, ha concebido una plataforma del sistema de distribución (DSP, por sus siglas en inglés *demand-side platform*) para planificar, operar y administrar mercados minoristas y así crear un mercado que satisfaga las necesidades locales, similar al mercado mayorista. California, por su parte, ha implementado un mecanismo piloto de subasta de respuesta de la demanda (DRAM, por sus siglas en inglés *demand response auction mechanism*). Las reglas de participación directa y el programa DRAM permitirán que recursos tales y como termostatos inteligentes, EV y baterías participen en un mercado que tradicionalmente se ha reservado para participantes comerciales e industriales (Lowder y otros, 2017). Otro ejemplo es el de PJM (organización de transmisión regional de Estados Unidos que hoy sirve 13 Estados y al Distrito de Columbia), que cuenta con un *modelo de precios de confiabilidad*, o mercado de capacidad, bajo el cual los recursos de respuesta a la demanda son tratados como recursos de generación, para garantizar la seguridad del suministro durante las condiciones de emergencia previstas (IRENA, 2019a).

En el mercado del CAISO existe la figura de proveedor de recursos energéticos distribuidos (DERP, por sus siglas en inglés *distributed energy resource provider*) aprobada por la FERC, que permite la intervención de DERA en el mercado. Un DERP debe cumplir con un requisito de capacidad mínima de 0,5 MW para participar en servicios diarios, en tiempo real y auxiliares, y ser capaz de operar en respuesta al cronograma, la adjudicación o el despacho de CAISO. Cada DERA opera bajo las mismas prácticas comerciales que un generador participante en el mercado

CAISO. El NYISO, por su parte, planea permitir la participación del DER en el programa de respuesta de la demanda del día anterior y en el programa de servicios auxiliares del lado de la demanda (IRENA, 2019a). Además, busca integrar al mercado los DER reduciendo al mínimo su activación manual, siguiendo los procedimientos REV, mejorando la medición y las verificaciones, y alineando la compensación con el desempeño del servicio mayorista. Para esto propone utilizar una estructura similar a la de CAISO, que incluye entidades coordinadoras de DER, para participar en el mercado con la agregación (DCEA, por sus siglas en inglés *DER coordinating entity aggregation*) (Kaatz, 2017). En ambos estados abunda la incertidumbre con respecto a cómo los DER pueden participar activamente en el sistema mayorista y el minorista, así como la forma en que los dos sistemas interactuarán en términos de visibilidad, planificación, operación e inversión.

Además de la experiencia de California y Nueva York, cabe destacar el liderazgo de Texas en el desarrollo de energía renovable, considerando que tiene las principales compañías petroleras de Estados Unidos y que además es uno de los principales consumidores y productores de electricidad. Solo en el primer trimestre de 2020, Texas puso en funcionamiento 540 MW mediante nuevos proyectos eólicos (Roca, 2020). Además su principal mercado de electricidad (ERCOT, por sus siglas en inglés *Electric Reliability Council of Texas*), es uno de los más competitivos del mundo y a nivel minorista ha tenido reestructuraciones que permiten elegir a los usuarios entre más de 100 proveedores de electricidad (Zarnikau, 2011). Uno de los mecanismos que han sido utilizados para promover los DER en este estado (específicamente en la ciudad de Austin), y en otros como Minnesota, es la remuneración del cliente de DGPV con un *valor de la tarifa solar* implementado para todos los sistemas en su territorio de servicio (Lowder y otros, 2017).

Estados Unidos se ha venido replanteando el uso de NEM para clientes solares debido a la dificultad de recuperar costos fijos como los de infraestructura de T&D. Una de las figuras alternativas ha sido la adopción en varios estados de un cargo adicional fijo más alto en las facturas de servicios públicos de los clientes de DG, una factura mínima que se aplica si los cargos de un cliente DG caen por debajo de cierto umbral o la facturación neta. Estados como Hawái iniciaron además la transición hacia una tarifa de autoabastecimiento, en la que los dueños de DGPV deben consumir toda la generación solar cuando se produce, o almacenarla para su posterior uso, ya que

cualquier generación que se exporta a la red no es compensada (también tienen la posibilidad de acceder a la energía de la red a la tarifa minorista) (Lowder y otros, 2017).

Hawái, además, se trazó una meta de energía 100% renovable para 2045, para lo cual adelanta diversas exploraciones basadas en microrredes sostenibles que potenciarán los recursos distribuidos (Walton, 2018). Una de las más relevantes a la fecha es el proyecto de red de islas Japón-Estados Unidos (Hawái y Maui), conocido como *JUMPSmartMaui*, finalizado en 2016, que integró altos niveles de energía solar fotovoltaica, eólica y EV en un entorno de *red inteligente* en la isla en Maui. De esta manera, *JUMPSmartMaui* contribuyó a la implementación de un sistema de infraestructura social baja en carbono en las regiones insulares, que permitió la agregación y uso eficiente de DER a través de tecnologías de *smart grids* innovadoras (Evohana, s. f.).

Finalmente, otros estados se encuentran en los inicios de su proceso de reforma, pero participan activamente en discusiones para aumentar la penetración de los DER. *Tacoma Power*, empresa municipal de servicios públicos en Washington, ha justificado el uso de la reducción del voltaje de conservación como una opción para la eficiencia energética específica. *Pacific Power*, en Oregon, está probando una herramienta de detección para comparar la energía solar, el almacenamiento de energía y la gestión del lado de la demanda, como alternativas a la inversión en infraestructura de T&D. Connecticut y Massachusetts también están explorando cambios en los procesos de planificación para valorar la eficiencia energética y otras reducciones de la demanda, en consideraciones de inversión en el sistema de distribución (Baatzb y otros, 2018). En general, el foco inicial han sido los métodos de valoración y el reconocimiento de los beneficios de los DER en diferentes momentos y lugares.

### **3.4 EVOLUCIÓN EN LA INCORPORACIÓN DE DER EN AUSTRALIA**

#### **3.4.1 Incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable en Australia**

Alrededor de un tercio de las emisiones de gases de efecto invernadero de Australia son producidas por generadores de electricidad, lo que ha impulsado a que la competitividad, la seguridad energética y la descarbonización sean las tres prioridades principales de su política energética

(Nelson y otros, 2019). Hasta 2014, el país oceánico mantuvo un impuesto a las emisiones de carbono, aplicado a las principales empresas contaminantes, para cumplir sus compromisos frente al cambio climático. La principal razón de la abolición de esta tasa fue el aumento de la tarifa de la electricidad y los costos indirectos cargados a los ciudadanos (ABC Sociedad, 2014).

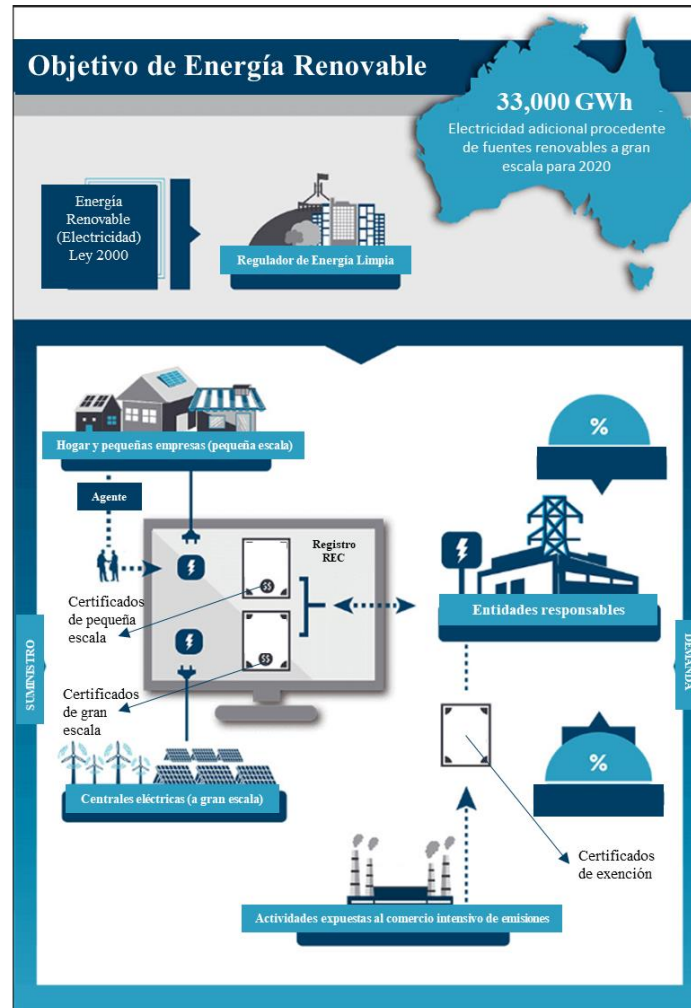
Pese a lo anterior, las presiones del Gobierno y de la sociedad para promover un sistema de suministro de energía más sostenible continúan produciendo cambios en el sector eléctrico australiano, con un enfoque cada vez mayor en las energías renovables, en la gestión del lado de la demanda y en el uso eficiente de las redes. Según lo anotado por el consejo creado para apoyar la energía limpia (CEC, por sus siglas en inglés *Clean Energy Council*), en 2015 Australia alcanzó 35 TWh de generación de energía renovable, equivalente al 14,6% del total nacional (40,1% hidroeléctrica, 33,77% eólica y 17% solar) (CEC, 2020). Además, el 7 de septiembre de 2020 Australia logró un récord, con el 50,4% de participación de energía renovable en el mercado nacional de electricidad (Parkinson, 2020).

En Australia existe una política del gobierno federal diseñada para garantizar que al menos 33.000 GWh de electricidad provengan de fuentes renovables para 2020. Este objetivo de energía renovable (RET, por sus siglas en inglés *renewable energy target*) consta de un esquema a gran escala (LRET, por sus siglas en inglés *large-scale renewable energy target*) y de otro a pequeña escala (SRES, por sus siglas en inglés *small-scale renewable energy scheme*), basados en certificados de tecnología (STC, por sus siglas en inglés *small scale technology certificates*), que se crean por cada megavatio hora de energía generada, y los cuales son administrados por el CEC (2020).

Como se muestra en la Figura 8, a través del RET se genera un *mercado de certificados*, en el que las grandes centrales de energía renovable y los propietarios de sistemas a pequeña escala crean el lado de la *oferta*, determinada por la cantidad de electricidad generada o desplazada por un sistema elegible, y el lado de la *demanda* lo componen los compradores mayoristas que luego le entregan los STC al *regulador de energía limpia* (*clean energy regulator*), en porcentajes establecidos (Australian Government, 2018).

## Figura 8

### Objetivo de energía renovable en Australia

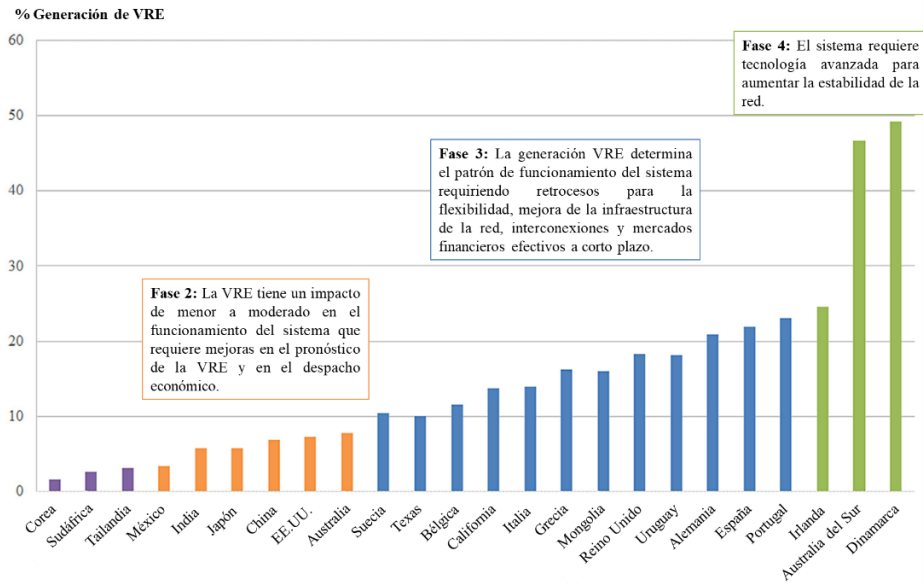


Nota. Adaptado de *How the scheme works* en *About Renewable Energy Target*. Australian Government (2018).

De otro lado, desde el primero de julio de 2020 Sídney se convirtió en la primera ciudad de Australia en funcionar 100% con energía renovable. Adicionalmente, teniendo en cuenta la penetración de más de 1.500 MW de energía eólica a gran escala, en un sistema con una demanda máxima de aproximadamente 3.000 MW, y considerando la adopción de DGPV en uno de cada cuatro hogares, el mercado de electricidad del Sur de Australia es reconocido por la IEA como el segundo de mayor penetración de generación VRE en el mundo, lo que lo ubica en la cuarta y última fase (Nelson y otros, 2019), tal y como se muestra en la Figura 9.

**Figura 9**

*Integración de energías renovables variables por mercado*



*Nota.* Adaptado de *Stage of VRE integration by market*. Nelson y otros (2019).

**3.4.2. Pasos hacia la incorporación de DER en el mercado de Australia**

Bajo el SRES, previsto hasta 2030, se proporcionan incentivos financieros para la instalación de sistemas de energía renovable con capacidad de 100 kW o menos. Estos incentivos incluyen paneles solares fotovoltaicos, turbinas de viento, sistemas hidroeléctricos, calentadores de agua solares y bombas de calor, proporcionados a través de STC que se emiten por adelantado según la generación esperada (acorde a la fecha de instalación y ubicación geográfica), y para los cuales los usuarios o las pequeñas empresas compran una proporción fija que deberán entregar para cumplir con sus obligaciones bajo el RET. Esta electricidad reemplaza la generada a partir de fuentes no renovables (Australian Government, 2018).

Si bien ha existido la intención de modificar los plazos de vigencia del SRES, lo cierto es que este esquema ha apalancado y promovido el crecimiento de la industria solar australiana y ha proporcionado menores costos de energía a hogares y empresas. Además, ha sido fundamental para garantizar altos niveles de seguridad y calidad, ya que solo son elegibles para STC aquellos

sistemas cuyo diseño e instalación hayan sido acreditados por el CEC (2018). El RET está respaldado por un sistema de registro en línea, administrado por el *regulador de energía limpia*, llamado *Registro REC*, que facilita la creación, validación, auditoría y transferencia de certificados, los cuales pueden venderse para recuperar parte del costo de comprar e instalar el sistema, o transferirse a otras personas y empresas a un precio negociado (Australian Government, 2018).

Aunque el valor de los STC disminuye cada año, este beneficio cubre aproximadamente el 30% del costo total de un sistema fotovoltaico solar a pequeña escala. Incluso, este *crédito solar* alcanzó a generar una sobrecapacidad de DGPV en el mercado, lo que abrió la opción de colocar los STC a un precio fijo, en una cámara de compensación también operada por el *regulador de energía limpia* y a la cual se puede acceder a través del *Registro REC* (Australian Government, 2016). Adicionalmente, la mayoría de los estados australianos establecieron dos tipos de altos FiT para pequeños sistemas fotovoltaicos: el bruto, que compensa el 100% de la electricidad generada a partir de energías renovables y en el que el propietario del sistema paga el precio minorista de la electricidad consumida, y el neto, en el que la electricidad renovable disminuye el consumo de electricidad y cualquier exceso de energía exportada a la red se compensa a la tasa de FiT neta.

Aunado a los anteriores mecanismos, el Gobierno Federal ofreció hasta 2007 descuentos para sistemas solares fotovoltaicos a pequeña escala (con 1,5 kW o menos de capacidad) y un Programa Federal de Reembolsos Fotovoltaicos (posteriormente llamado *Programa de Viviendas y Comunidades Solares*), para reducir los costos de capital de los sistemas a pequeña escala, que finalizaron con la expansión del objetivo obligatorio RET (Lowder y otros, 2017). La creciente penetración de los sistemas solares ha traído también consigo la resistencia de los operadores de red para conectar más generación distribuida a sus redes, que tiene como fundamento la pérdida de ingresos y la erosión del valor de los activos de la red (Simpson, 2017). En ese sentido, Australia, se está moviendo hacia el uso de tarifas que reflejen los costos del uso de la infraestructura de red y que permitan, a través de medición inteligente, gestionar las preocupaciones sobre los subsidios cruzados y la falta de señales de precios eficientes (Roberts y otros, 2019).

Los niveles de compensación más bajos para la generación solar fotovoltaica podrían dar, además, lugar al despliegue de un mayor autoconsumo, particularmente a medida que disminuye el costo de las baterías. Si bien Australia no tiene un programa nacional de subsidios para el almacenamiento distribuido de energía, han surgido varios programas subnacionales. El gobierno del territorio de la capital australiana planea financiar 36 MW de almacenamiento de baterías distribuidas en más de 5.000 hogares para 2020. El operador del mercado energético australiano pronostica que la capacidad instalada para los nuevos sistemas de almacenamiento fotovoltaicos en la azotea aumentará a 3.445 MWh para 2024-2025 (Lowder y otros, 2017).

Otro aspecto destacable de Australia es que ha proporcionado las condiciones de cableado eléctrico y de mercado para que los propietarios de algunos edificios, centros educativos y comerciales puedan convertirse en administradores de EN y realizar transacciones con los usuarios finales. Finalmente, si bien la energía comunitaria es relativamente nueva en Australia, están surgiendo modelos legales y financieros que contribuyen a las aspiraciones de compromiso, sostenibilidad local, autosuficiencia, eficiencia energética y educación sobre energía renovable (Roberts y otros, 2019). Los usuarios han desempeñado un papel importante en la transformación de un mercado energético australiano más descentralizado y bidireccional. A junio de 2018, la capacidad renovable a pequeña escala alcanzó los 7.198 MW. En Australia Occidental, permitir la agregación independiente de la respuesta a la demanda ha llevado a que el 12% de la demanda máxima se satisfaga mediante cargas despachables; además, se estima que para 2050 los DER podrían abastecer entre el 30% y el 45% de las necesidades de electricidad de Australia (IRENA, 2019a).

Se espera que las instalaciones fotovoltaicas solares continúen expandiéndose a un 44% de las propiedades residenciales o hasta un total de 17 GW de capacidad instalada para 2040 (Nelson y otros, 2018). Aún con los grandes avances de la energía solar a gran escala, la DGPV a pequeña escala es la de mayor aporte al *mix* energético australiano. Este hecho le plantea numerosos retos al operador del mercado de energía australiano (AEMO, por sus siglas en inglés Australian Energy Market Operator), relativos al control y diseño de la red, así como los concernientes al aseguramiento del suministro eléctrico a partir de fuentes intermitentes. También tendrán lugar potenciales ajustes del mercado minorista, cambios en las tarifas de electricidad y nuevos modelos de suscripción minorista que deberán continuar evolucionando en el futuro.

#### 4. OPORTUNIDADES Y RETOS EN EL MERCADO DE ENERGÍA POR LA INCORPORACIÓN DE LOS DER

La experiencia internacional ha demostrado que los DER pueden ofrecer resultados relevantes tanto de índole energética y ambiental como económica y social. Su incorporación promueve el empoderamiento de la demanda, para alcanzar los objetivos de descarbonización, seguridad energética y eficiencia en precios del mercado. Como se indicó anteriormente, la contingencia del COVID-19 ha afectado el desarrollo y las inversiones en energías renovables, pero las acciones para adelantar el despliegue de las FNCER a pequeña y gran escala seguirán impulsándose en el mundo, principalmente por la necesidad de mitigación del inminente cambio climático.

Lo que se encuentra en general tras el estudio hecho en este artículo, es que los gobiernos de países con alta penetración de DGPV han emprendido su transición a través de *mecanismos de apoyo directo de alto costo*, como las FiT, o de *instrumentos contundentes*, como las NEM. Estos enfoques han generado modificaciones regulatorias para proporcionarles a los recursos de la DG una estructura de mercado *eficiente* (como en California y Nueva York), *competitiva* (como en Alemania, con las subastas por capacidad), *innovadora* (como en Reino Unido, con la apertura a nuevos participantes y modelos de negocio) y *estabilizadora de precios* (como la que se ha llevado a cabo a través de contratos) (Lowder y otros, 2017). En Australia, el funcionamiento del mercado minorista acoplado al mayorista, así como las EN, son un ejemplo activo de cómo la implementación de DER puede mejorar un sistema de energía, y contribuir así a la minimización de costos a través de acuerdos de colaboración (IRENA, 2020a).

Si bien las subastas e instrumentos como las FiT han apoyado el despliegue de plantas de energía renovable intensivas en CAPEX, las reformas a los mercados de energía son requeridas para sustentar un cambio de esquema hacia tecnologías renovables de bajo OPEX, que dificultan la recuperación de costos de las plantas de generación tradicionales a través del funcionamiento del mercado mayorista-marginal. Un camino que se va trazando en medio de la incertidumbre acompaña el objetivo de incrementar la capacidad de DG renovable. Alemania, Reino Unido, Estados Unidos y Australia son un referente importante, y su experiencia debe adecuarse al contexto particular de transición hacia la incorporación de los DER (Tabla 4 y Tabla 5).

**Tabla 4**

*Principales reformas de los países de estudio para la incorporación de DER*

Reformas implementadas		Alemania	Reino Unido	Estados Unidos	Australia	
Incorporación de FNCER	Ordenamientos para generación renovable	EEG <i>Energiewende</i>	EMR con RO  Objetivos complementarios en Escocia e Irlanda	<i>Energy Policy Act</i>  <i>Plan New Energy For America</i>	RET (LRET y SRES)	
	Planes para reducción de emisiones de CO2	Plan Nacional de Protección del Clima 2050 Plan Federal de la UE	<i>Ley del Cambio Climático</i> Plan Federal de la UE	CPP	Impuesto a emisiones de CO2	
Políticas integración de DER	Feed in Tariffs (FiT)	Una de las más sólidas del mundo hasta 2014	Se hizo compatible con las RO	N.A.	Altos FiT (tipos: bruto o neto), en la mayoría de los estados	
	Feed in Premium (FiP)	Proyectos desde 100 kW hasta 10 MW	N.A.	N.A.	N.A.	
	Medición de Energía Neta (NEM)	N.A.	N.A.	En la mayoría de los estados	N.A.	
Subvenciones y normatividad	Fomento o control a proyectos de Energía Local	Prioridad de alimentación a la red para proyectos renovables de media-baja escala	Apertura a diversos modelos de negocio e implementación de medidas regulatorias más convenientes en cada caso	CCA habilitada en 8 estados	Incentivos financieros para FNCER ≤ 100 kW (SRES)	
				Las ESCO pueden poseer DGPV (California)	Registro en línea REC (venta o transferencia de certificados)	
				GTSR (California)	STC como mecanismos de <i>crédito solar</i>	
					Políticas de apoyo para la energía solar	Adopción de STC a un precio fijo por sobrecapacidad de DGPV
					<i>REV, Make REV R.E.A.L. y VDER</i> (Nueva York)	
					Más de 100 proveedores de electricidad (Texas)	Descuentos para sistemas solares fotovoltaicos a pequeña escala
				<i>Valor de la tarifa solar</i> (Austin-Texas, Minnesota)	<i>Programa de viviendas y comunidades solares</i>	
				Proyectos microrredes (Hawái)	Condiciones para EN Nuevos modelos CCA	

Reformas implementadas	Alemania	Reino Unido	Estados Unidos	Australia
Apoyos o intervenciones al autoconsumo	<i>Ley Combined Heat and Power</i>	Incentivos para los sistemas de calefacción (Escocia)	SGIP (California)	Programas subnacionales de subsidios para el almacenamiento distribuido de energía
	Recargos tarifarios para el autoconsumo		Tarifa de autoabastecimiento (Hawái)	
Participación de generación de pequeña-media escala en el mercado de energía mayorista	Transacciones de generación de pequeña-media escala en EPEX SPOT	Participación de VPP junto con las grandes centrales eléctricas	Reglas de participación directa, DRAM y participación en PJM de DR	<i>Mercado de certificados de energía renovable a través del RET</i>
	Subastas con participación de usuarios finales agregados	Acceso al servicio de equilibrio y al mercado de capacidad para pequeños consumidores a 2023	Participación actual y potencial de DERA y DCEA, en los mercados CAISO y NYISO, respectivamente	
Subvenciones y normatividad	Ajustes anuales en ingresos de los DSO para implementación de soluciones intensivas en CAPEX	Marco RIIO y RIIO-2 ( <i>Recursos = Incentivos + Innovación + Output</i> )	PCIA cobrada a las CCA por sacar clientes de servicios públicos centralizados	Transición hacia tarifas que reflejen los costos del uso de la infraestructura de red
	Incentivos de eficiencia a los DSO para minimizar costos económicos		Cargos fijos más altos, facturación mínima o neta, a clientes DG	
Autonomía y protección al consumidor	<i>Ley del mercado de electricidad</i>	Ofertas de la CMA a los usuarios para cambio de tarifas y proveedores	NEM 2.0 (California): tarifas de interconexión, cargos no omitibles y TOU; para clientes de DGPV	N.A.
	<i>Ley de digitalización de la transición energética</i>			
	<i>Modelo de suministro de electricidad entre propietarios e inquilinos (Mieterstromgesetz)</i>			
Desarrollo del Mercado Minorista	N.A.	Mercado Minorista de energía para 2024	DSP (California)	Competencia minorista en el SRES

Reformas implementadas		Alemania	Reino Unido	Estados Unidos	Australia
Principios y nuevos enfoques	Principios de sostenibilidad	Propuesta de valor de un país limpio y verde Innovación como base de la transformación	<i>La Revolución 3D</i> Innovación como base de la transformación	Asequibilidad (alcance a comunidades de bajos ingresos)	Competitividad, seguridad energética y descarbonización
	Definición de nuevos roles	Aceptación, autodeterminación y claridad en rol de <i>prosumidores</i> residenciales	Proveedores responsables de responder a las necesidades de sus clientes Exigencias de información para autogestión de consumidores	Entrada de nuevos participantes (desarrolladores solares, CCA, etc.)	<i>Regulador de energía limpia</i> (administra el RET) Usuarios líderes de un mercado energético descentralizado y bidireccional

**Tabla 5**

*Principales desafíos de los países de estudio para la incorporación de DER*

Desafíos		Alemania	Reino Unido	Estados Unidos	Australia
Operativos	Condiciones de suministro de energía	Coordinación requerida en un sistema energético descentralizado	Posible exceso de electricidad a 2030	Estabilidad en la red (incertidumbre y variabilidad de fuentes renovables)	Control y diseño de la red (alta generación DGPV a pequeña escala)
				Planificación de los DER Coexistencia de generación centralizada con DG	Aseguramiento del suministro eléctrico a partir de fuentes intermitentes
Políticos	Compromisos y prioridades del Gobierno	Compromiso: Desmonte de generación nuclear	Prioridad: Gas de esquisto y la energía nuclear	Reversión programas para la transformación energética	N.A.
Comerciales	Transacciones del Mercado y esquema tarifario	<i>Espiral de la muerte</i>	Posible impacto por Brexit para comercio libre de electricidad entre Reino Unido y la UE	<i>Espiral de la muerte</i>	<i>Espiral de la muerte</i>
		Tarifas de electricidad entre las más altas de Europa		Subsidios cruzados a clientes DGPV	Subsidios cruzados y falta de señales de precios eficientes
Institucionales	Empresas de Servicios Públicos - Agentes del Mercado - Usuarios Finales	N.A.	Eliminar barreras para los jugadores más pequeños	Oposiciones de las ESCO por entrada de nuevos actores al mercado minorista	Resistencia de los operadores de red para conexión de más GD
Regulatorios	Normatividad aplicable	Definir remuneración acorde a las inversiones necesarias de los más de 800 DSO existentes	Reformas que recompensen el valor que la flexibilidad proporciona al sistema	Lograr equidad de costos, accesibilidad, desarrollo económico, sostenibilidad	Equilibrar la remuneración a los operadores de red y el valor de las tarifas de electricidad

En América Latina y el Caribe también se ha llevado a cabo el diseño e implementación de mecanismos específicos para la promoción de fuentes limpias y se está fomentando el aumento de los DER, considerando su potencial significativo para la generación descentralizada a través de recursos renovables. El crecimiento cada vez mayor se ha impulsado principalmente a raíz de las disminuciones progresivas en algunos costos de tecnología y en el interés por propiciar una mayor competencia para compensar los altos precios de la electricidad, la creciente demanda, las preocupaciones por la seguridad energética e incluso para aprovechar el potencial de exportación. Si bien el aspecto ambiental también juega un papel determinante, la generación hidroeléctrica desempeña ya un papel fundamental en la región, donde varios países que la integran se encuentran entre los diez mercados de energía renovable más grandes del mundo y en la que este tipo de recursos compone aproximadamente un 60% de su capacidad instalada (IRENA, 2019b).

Por su parte, del total de los gases de efecto invernadero, el sector energético colombiano emite solamente un 0,37%. No obstante, ha venido impulsando desde 2001 varios decretos y leyes que buscan mitigar la huella de CO<sub>2</sub> y aumentar el aprovechamiento de las FNCER. En la Tabla 6, se resume a continuación el marco normativo sobre el cual el país ha fundado su senda de transición hacia una matriz energética cada vez más limpia y diversa, donde la *Ley 1715 de 2014* es la de mayor importancia, inclusive para incentivar las energías renovables a menor escala, tal y como se detalla a continuación.

**Tabla 6**

*Leyes y decretos para promoción de FNCER en Colombia*

<b>Ley/decreto</b>	<b>Descripción</b>
Ley 697 de 2001	Fomenta el uso racional y eficiente de la energía como un asunto fundamental para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso sostenible de FNCER
Ley 1215 de 2008	Por la cual se adoptan medidas en materia de generación de energía eléctrica para quienes la produzcan como resultado de un proceso de cogeneración. Resulta especialmente importante para promover la biomasa
Ley 1715 de 2014	Regula el desarrollo, utilización e integración de las FNCER al SIN. Con el Decreto 829 de 2020, se extendieron los beneficios tributarios de esta Ley y se brindan incentivos a proyectos de eficiencia energética

Ley/decreto	Descripción
Decreto 1543 de 2017	Por el cual se reglamenta el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, FENOGGE, para financiar programas a través de su fomento, promoción, estímulo e incentivo
Decreto 570 de 2018	Adiciona lineamientos para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica orientados a diversificar el riesgo, promover la competencia, aumentar la eficiencia, así como mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles

*Nota.* Adaptado de Semana (2018), del MME (s. f.) y de la secretariassenado (s. f.).

En Colombia, la transformación energética está fundada en tres pilares: competitividad y eficiencia, confiabilidad y accesibilidad, que incluye aumentar cobertura eléctrica en zonas no interconectadas (ZNI), y sostenibilidad. En relación con este último, en lo que concierne a nivel climático, con la reforma tributaria de 2016, o *Ley 1819 de 2016* (secretariassenado, 2016) se incluyó el impuesto nacional al carbono, que consiste en un pago por los gases de efecto invernadero provenientes de la combustión de gasolina, acpm, kerosene, jet fuel, fuel oil y gas natural. Esta tarifa, vigente desde 2017, hace parte de las acciones que está emprendiendo Colombia para reducir hacia 2030 el 20% de sus emisiones contaminantes, con las que espera promover la implementación de nuevas tecnologías. Adicionalmente, a inicios de este año se instituyó recientemente un *factor de emisión de CO<sub>2</sub> por generación eléctrica*, equivalente a 164,38 gCO<sub>2</sub>/kWh, y mediante el cual se busca que las empresas calculen su huella de carbono asociada al consumo de energía eléctrica (González, 2020).

El sistema eléctrico colombiano cuenta con una capacidad instalada de 17,5 GW (de los que 11 GW son hidráulicos y 5,1 GW son térmicos). Se espera que para el 2023 se hayan integrado al menos 2 GW de generación no síncrona (0,5 GW solar y 1,5 GW eólica), producto de las subastas del Cargo por Confiabilidad y de Largo Plazo, realizadas en 2019 (Gubinelli, 2020). En la Guajira, la velocidad del viento y la radiación solar son respectivamente 2 y 1,6 veces mayores al promedio mundial, lo que da cuenta del alto potencial para la generación eólica y solar en el territorio colombiano (Superservicios, 2020). Ambos tipos de fuentes podrían llegar a aportar hasta 57 GW y, dado que estas son complementarias a la hidroeléctrica, podrían propiciar costos más competitivos de la energía al usuario final, al tiempo que le otorgarían mayor resiliencia al sistema, especialmente en épocas de sequía, considerando que, según *El Espectador* (Sáenz, 2019), citando

a la ministra de Minas y Energía: “Colombia tiene la sexta matriz energética más limpia del mundo porque produce el 70 % de su generación con hidráulicas, pero al mismo tiempo es uno de los veinte países más vulnerables al cambio climático” (párr. 3).

Para 2020, Colombia se ubica en la posición número 35 entre los 130 países que evalúa el Índice energético del WEC (WEC, 2020b), gracias principalmente al aprovechamiento que se le ha dado a la riqueza hídrica. No obstante, el país continúa compensando los periodos de escasez de agua con generación térmica, que, además de tener como fuente recursos que son finitos, tiene otros riesgos: la variación de los precios de los combustibles, la infraestructura y el impacto ambiental. En ese sentido, y dado el enorme potencial que tiene el territorio colombiano en otros recursos renovables, se han venido adelantando las políticas más convenientes en torno al *trilema*, de tal manera que la *seguridad energética* se respalde con medición inteligente y con infraestructura para el suministro-distribución que requiere la generación con FNCER; la *equidad social* se fundamente en una mayor accesibilidad y asequibilidad (capacidad de pago) y la *mitigación del impacto ambiental* tenga como base la eficiencia energética y la migración hacia fuentes de energía limpias.

En ese sentido, el Ministerio de Minas y Energía (MME) (Batlle, Rodilla y Barroso, 2020) está liderando la “Misión de la Transformación Energética”, que consiste en un documento basado en cinco focos, en los que se busca estructurar una propuesta para la modernización del marco institucional y regulatorio del sector eléctrico, que viabilice la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales en el mercado. En el foco 3 de la Misión, que aborda la “Descentralización y digitalización de la industria y gestión eficiente de la demanda”, se expone que el país debe migrar hacia un consumo eficiente de electricidad a través de la participación activa e informada de la demanda y de la adopción de nuevas tecnologías.

Al respecto se destacan las siguientes acciones que el comité de expertos congregado para desarrollar este eje temático señala como medidas necesarias para implementar (Batlle, rodilla y Barroso, 2020):

- Sofisticar la estructura tarifaria, de manera que se posibilite el envío de señales eficientes que promuevan la reducción de consumo energético de los usuarios en las horas de mayor precio de bolsa.

- Continuar con el despliegue de AMI, respaldando al usuario con información sobre beneficios, costos y aplicaciones a las que podrá tener acceso.
- Permitir la participación explícita de la demanda en la bolsa de energía y en los mercados de largo plazo.
- Contemplar a futuro una reforma regulatoria para una remuneración de los sistemas de distribución basada en el gasto total (TOTEX, por sus siglas en inglés *total expenditure*).
- Crear una plataforma eficiente para la red de distribución que permita el acceso abierto a diferentes servicios.
- Hacer la separación estructural de los negocios de distribución y comercialización.

A nivel normativo, Colombia ha comenzado a transformar su esquema energético dando cabida a la generación a pequeña escala, al almacenamiento y a la respuesta de la demanda. Si bien con la *Resolución 084 de 1996* (CREG, 1996), la Comisión de Energía y Gas (CREG) reglamentó las actividades del autogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN), es con la *Ley 1715 de 2014* (secretariassenado, 2014) que se autoriza a los autogeneradores la entrega de excedentes de energía a la red y se le otorga a la CREG la facultad de establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración y de la DG. Además, el MME, mediante el *Decreto 348 de 2017* (MME, 348), enunció que los excedentes que se entreguen a la red de distribución de las FNCER se reconocerán como créditos de energía, mediante un esquema de medición bidireccional.

En consecuencia, mediante la *Resolución CREG 030 de 2018* (CREG, 2018a) se regularon los aspectos operativos y comerciales para la integración de la autogeneración a pequeña escala (AGPE) (límite de potencia máximo 1 MW) y de la DG al SIN. A nivel comercial, la cantidad de energía exportada a la red por un AGPE con FNCER se permuta contra la importación de energía que este realice durante un período de facturación. Dicha exportación se puede entregar directamente a un comercializador que atienda el mercado regulado, a generadores o a comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados o al comercializador integrado con el operador de red (OR). Esta última opción también está

habilitada para los generadores distribuidos, quienes pueden además optar por las reglas de comercialización establecidas en la *Resolución CREG 086 de 1996* (CREG, 1996b).

A nivel institucional, para la penetración de la autogeneración y la DG, la *Resolución CREG 030 de 2018* (CREG, 2018a) determinó también principios rectores para la interpretación y aplicación de las obligaciones por parte del OR, a fin de asegurar la libertad de acceso, la eficiencia, la adaptabilidad y la neutralidad. Si bien esta regulación pauta el inicio de la transición energética a nivel local, el regulador colombiano definió que, una vez la cantidad de energía anual exportada por DG y AGPE exceda el 4% de la demanda comercial nacional del año anterior, se efectuará la revisión y modificación a las condiciones actuales de conexión y remuneración de las exportaciones de energía. Es importante resaltar que este camino hacia la descentralización deberá ir de la mano de la sostenibilidad hidroeléctrica, considerando el alto potencial actual y futuro que esta energía limpia tiene para el país.

De forma complementaria a la anterior normatividad, nacieron las *Resoluciones CREG 038 de 2018* (CREG, 2018b) y *CREG 098 de 2019* (CREG, 2019). La primera, para permitir la integración de la autogeneración en las ZNI (sumándose a la *Resolución CREG 091 de 2007* (CREG, 2007), que regula la actividad de DG en estas zonas), y la segunda, mediante la cual los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías (SAEB) pueden conectarse en un nivel de tensión inferior al que opera el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y el Sistema de transmisión Regional (STR), para suplir las necesidades de alguno de estos dos sistemas de transmisión. En ese sentido, este mecanismo se ha habilitado con el propósito de mitigar inconvenientes operativos relativo a la insuficiencia de redes de transporte de energía en el SIN, más que como un estímulo para el despliegue de los DER, que posibilita llevar la energía de un momento del tiempo a otro de mayor aprovechamiento.

Para las ZNI, se tiene previsto también un nuevo marco tarifario que establecerá la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones individuales solares fotovoltaicas (SISFV) (*Resolución CREG 137 de 2020* (CREG, 2020b), actualmente en consulta. En la propuesta, las SISFV estarán sujetas a una tarifa en función de la capacidad instalada y no con respecto al nivel de consumo, y se incluirán mediciones de la disponibilidad real para efectos

de asegurar calidad por parte de los prestadores del servicio. Actualmente, parte de la financiación de los proyectos de electrificación en ZNI se efectúa a través de contribuciones que se incluyen en las ofertas de los generadores y en los cargos por uso de transmisión y distribución. Como lo menciona el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), las energías renovables en las ZNI son una necesidad, y las mejores alternativas en términos de costo-eficiencia (el 68% de déficit de suministro en Colombia se encuentra en las ZNI) (Universidad Jorge Tadeo Lozano, 2020). Sin duda, integralmente debe buscarse la *energización de la economía*, o una transformación que potencie oportunidades laborales y el desarrollo de la sociedad.

Con respecto a la respuesta de la demanda, en Colombia existe la posibilidad de activar demanda desconectable voluntaria (DDV), que consiste en la reducción de los kWh-día por parte de un comercializador en cantidades pactadas contractualmente (generador-comercializador). No obstante, este esquema, regulado por la *Resolución CREG 203 de 2013* (CREG, 2013), no es propiamente un incentivo al usuario para tomar una participación más activa, ya que nace como un anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad, orientado más a facilitar el cumplimiento de las obligaciones de energía firme que tienen asignadas los generadores. Mediante la *Resolución CREG 011 de 2015* (CREG, 2015) se estableció el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica, en el que no se incluye remuneración por la disponibilidad sino el pago al usuario en el evento de reducción del consumo en condiciones críticas (cuando el precio de bolsa supera al precio de escasez). Adicionalmente, este marco normativo no admite la gestión o agregación de un grupo de usuarios por parte del comercializador (Gutiérrez y García, 2020).

El MME afirma que la DG, los *agregadores* (como parte de la integración de nuevos agentes) y el almacenamiento (como elemento que contribuye a la flexibilidad y mitiga la volatilidad), así como la medición y la carga inteligente (en recursos distribuidos), son parte de los cambios que traerá consigo la digitalización y la descentralización del mercado (Superservicios, 2020). La incorporación de DER y el desarrollo de las *redes virtuales*, que les van a permitir a los OR atender usuarios *aislados* (decreto actualmente en consulta), son por tanto aliados clave en Colombia para el desarrollo sostenible hacia la energía asequible y no contaminante (actualmente 1,5 millones de

colombianos carecen de acceso a la energía eléctrica). En ese sentido, se llevó a cabo el estudio *Smart Grid Colombia visión 2030* (UPME, 2017), realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el MME y el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, para establecer un *mapa de ruta* de implementación de las redes inteligentes en el país. El mapa analiza especialmente cuatro tecnologías para viabilizar la creación de las *smart grid*: AMI, automatización avanzada de la distribución (ADA, por sus siglas *advanced distribution automation*), DER y EV.

En lo concerniente a la AMI, por medio de la *Resolución CREG 131 de 2020* (CREG, 2020a) se hizo público un proyecto mediante el cual se establecen las condiciones para su implementación en el SIN. Además, se definen los responsables de la infraestructura, los esquemas de remuneración y el advenimiento de un nuevo tipo de agente denominado gestor independiente de datos e información (GIDI). Los aspectos desarrollados en dicho proyecto quedan a la espera de resolución definitiva para su respectiva aplicación. De otro lado, está pendiente la entrada en vigencia de la normatividad para poner en funcionamiento el mercado intradiario y los mecanismos para que los agentes puedan ajustar sus posiciones de venta/compra durante la operación. Así mismo, falta regular la posibilidad de que los consumidores puedan ofrecer servicios de energía y de flexibilidad. Estas medidas, en estudio por parte de la CREG, incrementarán la elasticidad de la demanda, e incentivarán tanto la competencia como el surgimiento de nuevos agentes y modelos de negocio (Gutiérrez y García, 2020).

Si bien Colombia tiene aún camino por recorrer en DG a nivel local, según estadísticas de la UPME, gracias a los incentivos tributarios ya están en operación 163 MW, hay 36 MW adicionales aprobados y 173 MW más en análisis. Diversas compañías le están apostando al desarrollo de la generación solar: Celsia, empresa de energía de Grupo Argos, fue una de las pioneras en el país en liderar proyectos a pequeña y a gran escala y se ha posicionado como una aliada en eficiencia energética para sus clientes; Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), que es el mayor transportador de energía eléctrica de Latinoamérica, inauguró recientemente una microrred que cubrirá el 12% del consumo de energía mensual de su sede en Medellín, y que permitirá avanzar en investigaciones sobre DER (como parte de los proyectos de investigación del programa Energética 2030); y la Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM), que opera el SIN y administra el mercado de

energía mayorista, se ha venido preparando en conjunto con el sector para la integración de estas tecnologías, y en ese sentido será el encargado de operar la microrred de ISA y de continuar promoviendo iniciativas que generen agregación de valor (como la plataforma EcoGox, creada para dinamizar el *mercado de certificados* de energía renovable y la participación del usuario final).

Algunas instituciones académicas también se han sumado a este tipo de iniciativas. La Universidad Tecnológica de Pereira instaló un sistema solar fotovoltaico, con el que logra cubrir el 32% de su demanda total, convirtiéndose a la fecha en el más grande del Eje Cafetero (Uribe, 2019). Así mismo, la Universidad Autónoma de Occidente de Cali genera el 50% de su energía a través de paneles distribuidos en todo el campus, y ostenta el primer lugar en Colombia y el tercero en América Latina, en el *ranking* anual del *Green Metric World University Ranking*, que premia las mejores prácticas llevadas a cabo por las instituciones de educación superior en todo el mundo (Semana, 2019). Finalmente, cabe destacar los proyectos piloto *Energía Solar Comunitaria* y *Energía Transactiva Colombia*, que viene encabezando la Universidad EIA de Medellín, mediante los cuales buscar promover, a través de una plataforma digital que combina tecnologías como *blockchain* e inteligencia artificial, la incorporación de modelos que puedan ser escalables a nuevos negocios y que impulsen la gestión colectiva, la integración de *prosumidores* a los mercados eléctricos colombianos y la adopción de DER, y que expandan oportunidades a los hogares de bajos ingresos (Lawrence, 2020).

Lo esfuerzos antes mencionados cobran relevancia en un contexto mundial de disminución de los costos nivelados de las FNCER, especialmente los relativos a la tecnología solar, que a menor escala han caído entre un 40% y un 80 % desde 2010, posicionándola como una de las más competitivas. Esto, aunado al rápido crecimiento del mercado de baterías descentralizadas, da cuenta del potencial existente para aplicaciones domésticas y apoya las proyecciones que se han trazado sobre la capacidad fotovoltaica, la cual se espera que a 2040 supere todas las fuentes de generación, con excepción del gas (Beetz, 2018). Si bien este escenario abre considerables posibilidades de inversión y desarrollo, la expansión de la generación distribuida debe estimularse de manera coordinada: la penetración de DER podría dar lugar a *Curvas del Pato* diarias muy complejas de atender, y es allí donde se vuelve clave el empoderamiento de los usuarios para que,

a través de la digitalización de la energía, cambien sus patrones de consumo y se vuelvan también responsables de su bienestar.

Lo más importante de esta evolución en el país es el cambio de concepto del Plan de Desarrollo (*Ley 1955 de 2019*) (secretariassenado, 2019) con respecto a las *Leyes 142 y 143 de 1994* (secretariassenado, 1994a y 1994b), en cuanto a la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, el cual se amplía hacia el uso de nuevas tecnologías y no se concibe estrictamente como el que se ofrece a través de redes de distribución (Superservicios, 2020). De esta manera se extiende la perspectiva para que el sector eléctrico pueda continuar como eje dinamizador de otros sectores. No obstante, dadas las diversas implicaciones que trae consigo esta transición, la incorporación de los DER requiere ser efectuada bajo una visión integral desde las primeras etapas de su desarrollo.

Entre los principales retos identificados que quedan aún por abordar en Colombia son los siguientes, algunos de los cuales fueron obtenidos a partir de (Montoya y Giraldo, 2020):

- Adoptar nuevas tecnologías: el principio básico de la cuarta revolución industrial es que las empresas podrán crear redes inteligentes con la capacidad de controlarse a sí mismas, a lo largo de toda la cadena de valor. Incorporar AMI y demás tecnologías de información en la red actual del sistema de energía es el camino para hacerla más competitiva.
- Definir los requerimientos técnicos necesarios para lograr una integración segura de los recursos distribuidos y de las microrredes para mitigar y monitorear su impacto en la operación del sistema.
- Instituir nuevos mecanismos de remuneración integral:
  - Posibilitar el acceso al Mercado de Energía para nuevos participantes más pequeños.
  - Considerar los costos derivados de la integración de DG, el aumento de tarifas y la consecuente exposición de usuarios sin autogeneración (subsido cruzado hacia los *prosumidores*).
- Estructurar articulación de actores:
  - Recalibrar roles y responsabilidades.
  - Evaluar coordinación de nuevas necesidades tales como DSO-usuarios, DSO-TSO.

- Brindar apertura a nuevos agentes en la cadena de energía como *generadores distribuidos*, DSO, *agregadores*, *prosumidores* (estimular la competencia) y a potenciales modelos de negocio (dar cabida a la innovación en la demanda).
- Propiciar nueva cultura de consumo y cambio de paradigma:
  - Relevancia de los recursos renovables, capaces de proporcionar flexibilidad dónde y cuándo más se necesita.
  - Responsabilidad social en la evolución de los recursos energéticos (consumo consciente, colaborativo y eficiente de la energía desde la generación hasta su uso final).
  - Usuario como eje trascendental de la transformación energética.

Adicional a lo anterior, resulta fundamental considerar el impacto que los DER pueden traer sobre sistema convencional centralizado. Para algunos mercados internacionales ha resultado crítico, por ejemplo, que el despliegue de DG (que ha sido motivado principalmente por incentivos) no se compadece con la erosión de ingresos de los agentes representantes de los activos de la red, dificultando la recuperación de sus costos fijos, que desencadena la temida *espiral de la muerte* (con implicaciones no solo financieras sino también políticas, técnicas y culturales). En el mismo sentido, es esencial preparar el futuro de la red centralizada, para la inminente transición hacia sistemas de energía cada vez más descentralizados. A nivel internacional, se ha venido migrando en general hacia estructuras híbridadas, donde las redes inteligentes tienden a ser una combinación *ad-hoc* de la tecnología tradicional y la nueva, que coexistirá acorde a la evolución de las necesidades de desarrollo energético (López y Gutiérrez, 2017).

## 5. DISCUSIÓN

Innovación es una exigencia *sine qua non* que trae consigo la incorporación de los DER en los mercados de energía. Las subastas de FNCER han logrado buena aceptación por incentivar la producción de mayor potencia al mínimo precio, mas no logran asegurar el valor del sistema para cada ubicación y cada punto en el tiempo. Además, capturan de forma limitada el valor social de la generación basada en renovables. De otro lado, los pagos adicionales regulados buscan corregir la estructura de precios implementada, como es el caso de las FiT y los mecanismos de remuneración de capacidad, que le generan al usuario final aumentos de los precios para recuperar costos, pero desalientan la eficiencia energética y la respuesta de la demanda (al no tener señales claras de consumo flexible). El reto fundamental por resolver se vuelve entonces lograr compensar las posibles desalineaciones entre el costo, el precio y el valor de la electricidad.

El despliegue de la energía renovable y el cambio en los patrones de consumo de energía alteran las disposiciones actuales del sistema de energía, que no fueron concebidas con la estructura de costos de estas tecnologías de generación (dominadas por altos costos de capital y costos operativos muy bajos), la incorporación de la generación distribuida y la participación dinámica de la demanda en la operación del sistema eléctrico. Existen importantes desafíos para apoyar adecuadamente las interacciones entre los diferentes componentes que harán parte de la transformación del sistema, tales y como plantas de energía renovable, de almacenamiento y recursos del lado de la demanda. Los DER desempeñan un papel muy importante en la nueva gobernanza del sistema de energía, al facilitar una participación que proporciona resiliencia y que libera un enorme potencial de generación y flexibilidad.

La evolución del mercado de energía debe orientarse hacia un sistema integrado que proporcione valor a los DER y a los activos de la red, que reduzca al mínimo los costos para todos los usuarios y que facilite la universalización del servicio público de electricidad. El despliegue temprano de estos cambios podría conducir hacia un modelo de negocio basado en servicios energéticos. Australia, por ejemplo, le hizo un ajuste al mercado minorista que permite que los recursos distribuidos participen en el mercado y proporcionen valor: los usuarios pueden administrar EN y tener energía limpia a través de los DER (que son de propiedad de la comunidad) o a través de la

red, y así logran racionalizar la creación de *agregadores* locales junto con la digitalización y el avance de la tecnología (IRENA, 2020a). Esta transformación, no obstante, genera cambios que impactan toda la cadena.

En esa misma vía IRENA (2020a) sugiere considerar el diseño de un *mercado dual*, para liberar todo el potencial de los recursos flexibles, incorporar señales de tiempo y ubicación, promover la integración del sistema y facilitar una mayor participación y colaboración. Bajo este enfoque, el mercado mayorista tradicional se divide en dos mercados complementarios: el *mercado de la energía* y el *mercado de distribución*. El primero, sustentado en las subastas, donde la energía se intercambia a través de contratos a largo plazo, facilitando así las inversiones de alto CAPEX, minimizando el costo de la generación renovable y permitiendo la expansión de capacidad adecuada. El segundo, donde se adquieren y despachan de manera asequible los recursos flexibles para un sistema de energía confiable, a través de precios marginales (de mayor granularidad a los del mercado mayorista actual y sin límites de precios de escasez).

Lo que se advierte en esta propuesta es que este último mercado debe ser lo suficientemente receptivo para permitir toda la gama de recursos de flexibilidad, incluidos el almacenamiento y la respuesta del lado de la demanda. Los *agregadores* de DER pueden contratar con productores de energía para contratos a largo plazo, ajustando su demanda a la disponibilidad del *mercado de energía* y aceptando precios más altos del *mercado de distribución* cuando sea necesario. El concepto principal del *mercado dual* consiste en ir más allá del mercado mayorista para llegar al mercado minorista, de modo que las señales de precios adecuadas se compartan con todos los actores, mejorando así su participación en el funcionamiento del sistema, de manera articulada y coordinada.

Si bien es posible que se requiera complementar las capacidades del *mercado dual*, no obstante, lo principal de este modelo es que busca integrar la contribución que pueden traer los recursos renovables y el empoderamiento de la demanda. Las lecciones aprendidas de la transición energética a nivel global son de gran valor para países como Colombia, que avanzan hacia la incorporación de los DER y que tienen por delante el desarrollo y la adopción de tecnologías innovadoras que permitan digitalizar la economía energética, fortalecer la matriz de generación y

pluralizar la participación. Se avecinan para el país importantes retos, pero son estos finalmente los que podrán convertirse en oportunidades para la evolución hacia un sistema de energía más confiable, eficiente, sostenible y resiliente, en la nueva era verde, digital y renovable. Finalmente, el equilibrio adecuado entre la competencia, la regulación y la colaboración son los factores clave para fomentar las sinergias requeridas en el mercado y desatar todo su potencial transformador.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABC Sociedad (17 de julio, 2014). *Australia deroga el impuesto a las emisiones de carbono*. <https://www.abc.es/sociedad/20140717/abci-australia-impuesto-emisiones-carbono-201407171051.html?ref=https:%2F%2Fwww.ecosia.org%2F>
- Arias González, A. (2019). El mercado de la energía en Reino Unido. *Estudio de mercado*. ICEX España Exportación e Inversiones. <https://bit.ly/3akERMX>
- Australian Government. (31 de mayo, 2018). *How the scheme works*. <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/About-the-Renewable-Energy-Target/How-the-scheme-works>
- Australian Government. (19 de febrero, 2016). *Clean Energy Regulator*. <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/OSR/REC/STC-clearing-house>
- Baatzb, B., Relf, G., & Nowak, S. (2018). The role of energy efficiency in a distributed energy future. *The Electricity Journal*, 31(10), 13-16. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.11.004>
- Battle, C., Rodilla, P., y Barroso, L. A. (6 de abril, 2020). Misión para la Transformación y Modernización del Sector Eléctrico en Colombia. *Foco 3. Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo más eficiente de los recursos distribuidos*. Ministerio de Minas y Energía (MME). <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24202647/Foco3+-Fase+2+Informe+Final.pdf>
- Beetz, B. (14 de noviembre, 2018). AIE World Energy Outlook: la capacidad fotovoltaica superará a todas las fuentes de generación menos el gas en 2040. *PV Magazine*. <https://www.pv-magazine.es/2018/11/14/aie-world-energy-outlook-la-capacidad-fotovoltaica-superara-a-todas-las-fuentes-de-generacion-menos-el-gas-en-2040/>
- Botero García, J., Cardona Vásquez, D., & García Rendón, J. (2020). *Transición energética en Alemania e integración de fuentes de energías no convencionales* [investigación, Centro de Investigaciones Económicas y Financieras, Universidad Eafit]. Repositorio Institucional. <https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/15398>
- Botero García, J., Arbeláez, J. C., & García Rendón, J. J. (2019). *Transición energética en Reino Unido para la integración de fuentes no convencionales de energía y redes inteligentes*. [investigación, Centro de Investigaciones Económicas y Financieras, Universidad Eafit]. Repositorio Institucional. <https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/15402>

- Brinker, L., & Satchwell, A. J. (2020). A comparative review of municipal energy business models in Germany, California, and Great Britain: Institutional context and forms of energy decentralization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 119. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109521>
- Bundesministerium für Wmwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit – BMU (1 de noviembre, 2016). Klimastchutzplan. *Broschiüre Nr. 10029*. <https://www.bmu.de/publikation/klimaschutzplan-2050/>
- Burger, C., & Weinmann, J. (2014). Germany's Decentralized Energy Revolution. En F. P. Sioshansi (ed.). *Distributed Generation and its Implications for the Utility Industry* (pp. 49-73). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-800240-7.00003-5>
- Clean Energy Council – CEC (2020). *Renewable Energy Target*. <https://www.cleanenergycouncil.org.au/advocacy-initiatives/renewable-energy-target>
- Clean Energy Council – CEC (15 de agosto, 2018). *¿Por qué es importante el esquema de energía renovable a pequeña escala para la industria solar australiana?* <https://www.cleanenergycouncil.org.au/news/why-is-the-small-scale-renewable-energy-scheme-important-to-the-australian-solar-industry>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (14 de julio, 2020b). *Resolución 137 de 2020*. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/030202e046240b58052585b6005e48ee/\\$FILE/Creg137-2020.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/030202e046240b58052585b6005e48ee/$FILE/Creg137-2020.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (25 de junio, 2020a). *Resolución 131 de 2020*. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/33d0b0fa08574678052585a50075e521/\\$FILE/Creg131-2020.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/33d0b0fa08574678052585a50075e521/$FILE/Creg131-2020.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (30 de agosto, 2019). *Resolución 098 de 2019*. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/28669c6087eb69be0525846c006e9690/\\$FILE/Creg098-2019.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/28669c6087eb69be0525846c006e9690/$FILE/Creg098-2019.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (9 de abril, 2018b). *Resolución 038 de 2018*. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/71e64d5b21da40e8052582830078b66e?OpenDocument>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (26 de febrero, 2018a). *Resolución 030 de 2018*.

- [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Creg030-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/Creg030-2018.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (12 de febrero, 2015). *Resolución 011 de 2015*.  
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/84e16439657b002b05257e52005011b5/\\$FILE/Creg011-2015.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/84e16439657b002b05257e52005011b5/$FILE/Creg011-2015.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (18 de diciembre, 2013). *Resolución 203 de 2013*.  
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b10d842b38ba8d4f05257c620073d7e1/\\$FILE/Creg203-203.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b10d842b38ba8d4f05257c620073d7e1/$FILE/Creg203-203.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (26 de octubre, 2007). *Resolución 091 de 2007*. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2007-Creg091-2007>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (15 de octubre, 1996b). *Resolución 086 de 1996*. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG86-96#:~:text=Resoluci%C3%B3n%20086%20de%201996&text=Por%20la%20cual%20se%20reglamenta,Sistema%20Interconectado%20Nacional%20\(SIN\)](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG86-96#:~:text=Resoluci%C3%B3n%20086%20de%201996&text=Por%20la%20cual%20se%20reglamenta,Sistema%20Interconectado%20Nacional%20(SIN))
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (15 de octubre, 1996a). *Resolución 084 de 1996*. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG84-96#:~:text=Resoluci%C3%B3n%20084%20de%201996&text=Por%20la%20cual%20se%20reglamentan,Sistema%20Interconectado%20Nacional%20\(SIN\)](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG84-96#:~:text=Resoluci%C3%B3n%20084%20de%201996&text=Por%20la%20cual%20se%20reglamentan,Sistema%20Interconectado%20Nacional%20(SIN))
- Comisión Europea (s. f.). *Climate strategies & targets*.  
[https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies_en)
- Comisión Europea (28 de noviembre, 2018a). *La Comisión aboga por una Europa climáticamente neutra de aquí a 2050*. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/IP\\_18\\_6543](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/IP_18_6543)
- Comisión Europea (28 de noviembre, 2018b). *Un planeta limpio para todos. La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773>
- Community Power (s. f.). Escocia. Reino Unido. <https://www.communitypower.eu/es/uk-es.html>

- Dinero (12 de marzo, 2016). *A cambiar el 'chip': cinco factores que limitan la masificación de la energía solar*. <http://www.dinero.com/internacional/articulo/consumo-de-energia-solar-a-nivel-mundial-y-principales-usos-en-la-industria/239611>
- E.DSO (s. f.). *Policy overview*. <https://www.edsoforsmartgrids.eu/policy/eu-policy-landscape/>
- EIA (noviembre, 2020). *Monthly Energy Review November 2020*. U.S. Energy Information Administration. [https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/sec1\\_4.pdf](https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/sec1_4.pdf)
- EIA (24 de septiembre, 2019). *EIA projects nearly 50% increase in world energy usage by 2050, led by growth in Asia*. U. S. Energy Information Administration <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41433#>
- Energía y sociedad (10 de febrero, 2017). *¿Cuál es realmente el precio de la electricidad en Alemania? Boletín 171*. <http://www.energiaysociedad.es/boletin/cual-es-realmente-el-precio-de-la-electricidad-en-alemania/>
- EPM (1 de febrero, 2018). *La energía solar en el mundo*. <https://www.linkedin.com/pulse/la-energ%C3%ADa-solar-en-el-mundo-epm-estamos-ah%C3%AD>
- Evohana. (s.f.). *Instituto de Energía Natural de Hawái*. <http://evohana.com/story/>
- Gao, X., Akashib, Y., & Sumiyoshic, D. (2014). Installed capacity optimization of distributed energy resource systems for residential buildings. *Energy and Buildings*, 69, 307-317. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.11.026>
- González, X. (19 de febrero, 2020). En Colombia el factor de emisión de CO2 por generación eléctrica es de 164,38 gramos por kWh. *La República*. <https://www.larepublica.co/especiales/colombia-potencia-energetica/en-colombia-el-factor-de-emision-de-co2-por-generacion-electrica-es-de-16438-gramos-por-kwh-2966236>
- GOV.UK (22 de julio, 2019). *Regulated Asset Base (RAB) model for nuclear*. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. <https://www.gov.uk/government/consultations/regulated-asset-base-rab-model-for-nuclear>
- Gubinelli, G. (11 de mayo, 2020). *¿Cómo se prepara el sistema eléctrico colombiano? XM revela cómo integrará 2.000 MW eólicos y solares* *Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/el-desafio-de-integrar-renovables-al-sistema-xm-revela-como-se-prepara-colombia-para-incorporar-2-000-mw-eolicos-y-solares/>

- Gutiérrez Gómez, A., & García Rendón, J. J. (2020). *Fuentes de Energía Renovable, Recursos Energéticos Distribuidos y Almacenamiento en Colombia: una revisión de la normatividad* [documento privado].
- Hess, D., & Lee, D. (2020). Energy decentralization in California and New York: Conflicts in the politics of shared solar and community choice. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 121. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109716>
- International Energy Agency – IEA (marzo, 2020a). Introduction to System Integration of Renewables. Decarbonising while meeting growing demand. *Abstract*. <https://www.iea.org/reports/introduction-to-system-integration-of-renewables/market-and-system-operation#abstract>
- International Energy Agency – IEA (2020b). Explore energy data by category, indicator, country or region. *Data and statistics*. <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel>
- International Energy Agency – IEA (octubre, 2020c). *World Energy Outlook 2020. Part of World Energy Outlook*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>
- International Energy Agency – IEA (2018a). United Kingdom. *Data and statistics*. <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=UK&fuel=Energy%20supply&indicator=RenewGenBySource>
- International Energy Agency – IEA (2018b). *Data and statistics*. <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=UK&fuel=Energy%20supply&indicator=RenewGenBySource>
- International Renewable Energy Agency – IRENA (2020a). *Power system organisational structures for the renewable energy era*. <https://www.irena.org/publications/2020/Jan/IRENA-Power-system-structures>
- International Renewable Energy Agency – IRENA (2020b). *Renewable energy statistics 2020*. <https://www.irena.org/Statistics/>
- International Renewable Energy Agency – IRENA (2019a). *Innovation landscape brief: Market Integration of distributed energy resources*. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA\\_Market\\_integration\\_distributed\\_system\\_2019.pdf?la=en&hash=2A67D3A224F1443D529935DF471D5EA1E23C774](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Market_integration_distributed_system_2019.pdf?la=en&hash=2A67D3A224F1443D529935DF471D5EA1E23C774)
- [A](#)

- International Renewable Energy Agency – IRENA (2019b). *Plan de acción regional: acelerando el despliegue de energía renovable en América Latina*. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Regional-Group/Latin-America-and-the-Caribbean/IRENA\\_LatAm\\_plan\\_de\\_accion\\_2019\\_ES.PDF?la=en&hash=5DE35BAFD5941A43F110B7E6F0B88B5B5FC26C5D](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Regional-Group/Latin-America-and-the-Caribbean/IRENA_LatAm_plan_de_accion_2019_ES.PDF?la=en&hash=5DE35BAFD5941A43F110B7E6F0B88B5B5FC26C5D)
- Kaatz, J. (2017). Resolving the conflict between new and old: A comparison of New York, California and other state DER proceedings. *The Electricity Journal*, 30, 6-13. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.10.005>
- Kakran, S., & Chanana, S. (Enero de 2018). Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(Part. 1), 524-535. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.045>
- Lagarrigue, E. (2016). La descentralización de la energía es clave para las compañías y los servicios exitosos del futuro. *Schneider Electric*. <https://www.se.com/mx/es/about-us/press/news/2018/4-2/the-decentralization-of-energy-is-key-for-the-successful-companies.jsp>
- Lawrence, D. (24 de julio, 2020). *Energía Solar Comunitaria: Participación Ciudadana para la Transición Energética en Colombia*. <https://www.linkedin.com/pulse/energ%C3%ADa-solar-comunitaria-participaci%C3%B3n-ciudadana-para-lawrence>
- Limejump (13 de agosto, 2018). *Limejump enters the UK Balancing Mechanism Market increasing competition with the Big 6 and other major power plants*. <https://www.limejump.com/limejump-enters-balancing-market/>
- López González, D. M., y Gutiérrez López, J. B. (2017). Remuneración de los sistemas de transmisión considerando la incorporación de energía renovable distribuida: perspectivas y experiencias internacionales. *CIDET*, 49-56. [https://www.cidet.org.co/sites/default/files/documentos/art\\_6\\_0.pdf](https://www.cidet.org.co/sites/default/files/documentos/art_6_0.pdf)
- Lowder, T., Zhou, E., & Tian, T. (2017). *Evolving Distributed Generation Support Mechanisms: Case Studies from United States, Germany, United Kingdom, and Australia*. National Renewable Energy Laboratory. <https://doi.org/10.2172/1347278>
- Mas, A. (2 de febrero, 2019). Alemania: el precio de la electricidad más alto de Europa coloca a 6 millones de personas en riesgo de pobreza energética. *eldiario.es*.

- [https://www.eldiario.es/economia/alemania-locomotora-economica-europea-energetica\\_1\\_2737835.html](https://www.eldiario.es/economia/alemania-locomotora-economica-europea-energetica_1_2737835.html)
- Matschoss, P., Bayer, B., Thomas, H., & Marian, A. (Abril de 2019). The German incentive regulation and its practical impact on the grid integration of renewable energy systems. *Renewable Energy*, 134, 727-738. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.103>
- Ministerio de Minas y Energía – MME (23 de marzo de 2018). *Decreto 570 de 2018*. <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%200570%20DEL%2023%20DE%20MARZO%20DE%202018.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía – MME (16 de septiembre de 2017). *Decreto 1543 de 2017*. <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%201543%20DEL%2016%20DE%20SEPTIEMBRE%20DE%202017.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía – MME (1 de marzo de 2017). *Decreto 348 de 2017*. <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%20348%20DEL%2001%20DE%20MARZO%20DE%202017.pdf>
- Molano Bonett, L. (17 de diciembre, 2019). *Integración de los recursos energéticos distribuidos en el sistema eléctrico colombiano*. CIDET. <https://cidet.org.co/integracion-de-los-recursos-energeticos-distribuidos-en-el-sistema-electrico-colombiano/>
- Montoya Posada, S., y Giraldo Estrada, V. (2020). *Barreras de entrada para la generación distribuida y posibles oportunidades para Colombia: revisión de literatura* [trabajo de grado, Universidad Eafit]. Repositorio Institucional. <https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/17113>
- Moskalenko, N., Styczynski, Z. A., Sokolnikova, T., & Voropai, N. (2010). Smart Grid — German and Russian perspectives in comparison. *2010 Modern Electric Power Systems*. Wroclaw. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6007161>
- Muntean, M., Guizzardi, D., Schaaf, E., Crippa, M., Solazzo, E., Olivier, J., & Vignati, E. (2018). *Fossil CO2 emissions of all world countries - 2018 Report*. European Commission. <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/fossil-co2-emissions-all-world-countries-2018-report>
- National Audit Office (27 de noviembre, 2013). *The Levy Control Framework*. <https://www.nao.org.uk/report/levy-control-framework-2/>

- National Grid ESO - NGESO (2020a). *Future Energy Scenarios. Bridging the gap to net zero.*  
<https://www.nationalgrideso.com/document/166306/download>
- National Grid ESO - NGESO (2020b). *Introducing our 2020 Future Energy Scenarios.*  
<https://www.nationalgrideso.com/news/introducing-our-2020-future-energy-scenarios>
- National Grid ESO – NGESO (2018). *Future Energy Scenarios in five minutes.*  
<https://www.nationalgrideso.com/sites/eso/files/documents/fes-2018-in-5-minutes-web-version.pdf>
- Nelson, T., Pascoe, O., Calais, P., Mitchell, L., & McNeill, J. (2019). Efficient integration of climate and energy policy in Australia’s National Electricity Market. *Economic Analysis and Policy*, 64, 178-193. <https://doi.org/10.1016/j.eap.2019.08.001>
- Nelson, T., Whish-Wilson, P., Smits, A., & Winter, K. (2018). Electricity tariffs in a high-penetration renewable system: Insights from Australia’s National Electricity Market. *The Electricity Journal*, 31(8), 57-63. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.09.010>
- OFGEM (2020). *How will current reforms affect the retail energy market over coming the years?*  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/02/how\\_will\\_current\\_reforms\\_affect\\_the\\_retail\\_market\\_over\\_the\\_coming\\_years\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/02/how_will_current_reforms_affect_the_retail_market_over_the_coming_years_0.pdf)
- OFGEM (2020a). *Environmental Programmes.* <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes>
- OFGEM (2020b). *Current network price controls (RIIO-1).*  
<https://www.ofgem.gov.uk/regulating-energy-networks/current-network-price-controls-riio-1>
- OFGEM (2018a). *State of the Energy Market.*  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/10/state\\_of\\_the\\_energy\\_market\\_report\\_2018.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/10/state_of_the_energy_market_report_2018.pdf)
- OFGEM (2018b). *Decision to modify the electricity and gas supply licences to introduce five narrow principles and remove certain prescriptive customer communications rules.*  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/12/final\\_decision\\_-\\_customer\\_communications\\_rule\\_changes.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/12/final_decision_-_customer_communications_rule_changes.pdf)
- OFGEM (2017a). *The Futures of Domestic Energy Consumption. Ofgem’s Future Insights Series,*  
 4.

- [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/03/ofg958\\_future\\_insights\\_series\\_4\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/03/ofg958_future_insights_series_4_0.pdf)
- OFGEM (2017b). Local Energy in a Transforming Energy System. *Ofgem's Future Insights Series*.  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/01/ofgem\\_future\\_insights\\_series\\_3\\_local\\_energy\\_final\\_300117.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/01/ofgem_future_insights_series_3_local_energy_final_300117.pdf)
- Parkinson, G. (7 de septiembre, 2020). Australia's main grid hits new renewable energy record of 50.4 per cent. *Renew Economy*. <https://reneweconomy.com.au/australias-main-grid-hits-new-renewable-energy-record-of-50-4-per-cent-12567/>
- Patiño Echeverri, D., Correa Giraldo, M., y García Rendón, J. (2019). *Integración de fuentes de energías renovables no convencionales y redes inteligentes en Estados Unidos: evidencia para PJM1* [documento de trabajo, Universidad Eafit]. Repositorio Institucional. <https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/15399>
- Roberts, M., Bruce, A., & MacGill, I. (2019). Opportunities and barriers for photovoltaics on multi-unit residential buildings: Reviewing the Australian experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104, 95-110. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.013>
- Roca, J. A. (13 de marzo, 2019). *El periódico de la energía*. <https://elperiodicodelaenergia.com/alemania-obtuvo-el-65-de-la-produccion-electrica-de-fuentes-renovables-la-semana-pasada/>
- Roca, J. A. (8 de mayo, 2020). *La industria eólica de EEUU registra una actividad récord en el primer trimestre de 2020*. *El periódico de la energía*. <https://elperiodicodelaenergia.com/la-industria-eolica-de-eeuu-registra-una-actividad-record-en-el-primer-trimestre-de-2020/>
- Sáenz V., J. (20 de enero, 2019). Leyes de servicios públicos cumplen 25 años. Gobierno alista revolcón en el sistema eléctrico. *El Espectador*. <https://www.elespectador.com/noticias/economia/gobierno-alista-revolcon-en-el-sistema-electrico/>
- Salas, P., y Carrasco, A. (2017). *Agregación de Recursos Energéticos Distribuidos (DER). Obstáculos y recomendaciones para un desarrollo íntegro del mercado*. Autoritat Catalana de la Competència.

- [http://acco.gencat.cat/web/.content/80\\_acco/documents/arxius/actuacions/20180406-Agregacio-de-recursos-energetics-distribuits\\_esp.pdf](http://acco.gencat.cat/web/.content/80_acco/documents/arxius/actuacions/20180406-Agregacio-de-recursos-energetics-distribuits_esp.pdf)
- Secretaría General del Senado - secretariassenado (5 de octubre, 2001). Ley 697 de 2001. [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_0697\\_2001.html](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0697_2001.html)
- Secretaría General del Senado - secretariassenado (29 de diciembre, 2016). Ley 1819 de 2016. [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_1819\\_2016.html](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1819_2016.html)
- Secretaría General del Senado - secretariassenado (11 de julio, 1994b). Ley 143 de 1994. [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_0143\\_1994.html](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html)
- Secretaría General del Senado - secretariassenado (11 de julio, 1994). Ley 142 de 1994. [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_0142\\_1994.html](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.html)
- Secretaría General del Senado - secretariassenado (25 de mayo, 2019). Ley 1955 de 2019. [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_1955\\_2019.html](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1955_2019.html)
- Secretaría General del Senado - secretariassenado (13 de mayo, 2014). Ley 1715 de 2014. [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_1715\\_2014.html](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html)
- Secretaría General del Senado - secretariassenado (16 de julio, 2008). Ley 1215 de 2008. [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_1215\\_2008.html](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1215_2008.html)
- Seidl, R., Wirth, T., & Krütli, P. (2019). Social acceptance of distributed energy systems in Swiss, German, and Austrian energy transitions. *Energy Research & Social Science*, 54, 117-128. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.04.006>
- Semana (9 de septiembre, 2019). *El campus más sostenible de Colombia está en Cali*. <https://www.semana.com/contenidos-editoriales/valle-del-cauca-la-tierra-sabe/articulo/la-universidad-autonoma-de-occidente-referente-en-sostenibilidad/630912/>
- Semana (2018). Leyes decisivas. Renovables es la apuesta. *Energías*, 10, 32-33.
- Simpson, G. (Noviembre de 2017). Network operators and the transition to decentralised electricity: An Australian socio-technical case study. *Energy Policy*, 110, 422-433. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.08.042>
- SolarPowerEurope (septiembre, 2019). *Digitalización y Energía Solar*. [https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2019/08/SolarPower-Europe\\_ASOLMEX\\_Digitalizacio%CC%81n-y-Energi%CC%81a-Solar.pdf](https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2019/08/SolarPower-Europe_ASOLMEX_Digitalizacio%CC%81n-y-Energi%CC%81a-Solar.pdf)

- Southern California Edison (2016). *SCE's Preferred Resources Pilot. Forging a new approach to using clean energy.* [https://www.sce.com/sites/default/files/inline-files/SCE\\_PRPOverview.pdf](https://www.sce.com/sites/default/files/inline-files/SCE_PRPOverview.pdf)
- Superservicios (28 de agosto, 2020). *5ta Jornada de Orientación ZNI Colombia* [video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=F5lkul5mT4I>
- Taylor, P. (2 de octubre, 2017). Enabling innovation in the energy sector. *Ofgem.* <https://www.ofgem.gov.uk/news-blog/our-blog/enabling-innovation-energy-sector>
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2017). *Estudio: Smart Grids Colombia Visión 2030 - Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia.* <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visi%C3%B3n-2030.aspx>
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia.* [http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVABLES\\_WEB.pdf](http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVABLES_WEB.pdf)
- Universidad Jorge Tadeo Lozano (21 de mayo, 2020). *Retos y oportunidades de las energías renovables en la nueva normalidad* [video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=twvJUENvM7g>
- Uribe, I. C. (6 de junio, 2019). Empezó a funcionar sistema solar fotovoltaico más grande del Eje Cafetero. *Caracol Radio.* [https://caracol.com.co/emisora/2019/06/06/pereira/1559827917\\_402862.html?sm=fb&fbclid=IwAR2jWyeEuLxmmJSliUSH57IXepuPFzvQeaJbK2XjF38cWPuqhHaVbnrmwsM](https://caracol.com.co/emisora/2019/06/06/pereira/1559827917_402862.html?sm=fb&fbclid=IwAR2jWyeEuLxmmJSliUSH57IXepuPFzvQeaJbK2XjF38cWPuqhHaVbnrmwsM)
- Walton, R. (27 de junio, 2018). Hawaii microgrid bill aims to keep the state a model for others. *Utility Dive.* <https://www.utilitydive.com/news/hawaii-microgrid-bill-aims-to-keep-the-state-a-model-for-others/525926/>
- World Energy Council – WEC (s.f.). *La Transición Energética.* <https://www.energycolombia.org/transicion-energetica-pfle/>
- World Energy Council – WEC (2020b). *World Energy Trilemma Index 2020 report, 2020.* [https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World\\_Energy\\_Trilemma\\_Index\\_2020\\_REPORT.pdf](https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World_Energy_Trilemma_Index_2020_REPORT.pdf)
- World Energy Council – WEC (2020a). *World Energy Trilemma Index, 2020.* <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-index-2020>

- World Energy Trade (30 de octubre, 2019). *La EIA proyecta que el consumo de gas natural en Asia sobrepasará la oferta*. <https://www.worldenergytrade.com/oil-gas/general/la-eia-proyecta-que-el-consumo-de-gas-natural-en-asia-sobrepasara-la-oferta>
- Yang, Y., Zhang, S., & Xiao, Y. (5 de enero, 2017). Optimal design of distributed energy resource systems based on two-stage stochastic programming. *Applied Thermal Engineering*, 110, 1358-1370. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.09.049>
- Zarnikau, J. (2011). Successful renewable energy development in a competitive electricity market: A Texas case study. *Energy Policy*, 39(7), 3906-3913. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.043>