



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Efectos en los sectores eléctricos de las políticas de desarrollo de las energías renovables

Mauricio Rendón Muñoz

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión
Medellín, Colombia
2016

Efectos en los sectores eléctricos de las políticas de desarrollo de las energías renovables

Mauricio Rendón Muñoz

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Sistemas Energéticos

Director:

Ph.D. Carlos Jaime Franco Cardona

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión

Medellín, Colombia

2016

Dedicatoria

A mi padre, quien me apoyó en los momentos más difíciles y nunca me cerró las puertas.

A Beatriz, cuyo apoyo y fe en mí ha sido fundamental para seguir adelante en este caminar que llamamos vida.

Agradecimientos

Quiero agradecer al director de este trabajo de grado, por su paciencia y buena disposición en todo momento.

También a los profesores que me brindaron de buena fe su conocimiento durante todo el programa académico.

Agradezco en general a todos aquellos que de una u otra manera me han ayudado a culminar esta etapa de mi vida.

Resumen

El cambio climático es un fenómeno que se ha constituido en la principal amenaza climática para nuestra civilización. Para mitigar los efectos del cambio climático diferentes países alrededor del mundo se han comprometido a disminuir la emisión de gases de efecto invernadero. Para lograr tal propósito se ha incentivado el uso de las energías renovables en los sectores eléctricos, desplazando así la utilización de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica. Sin embargo la penetración de las energías renovables encuentra diversas barreras de entrada. Por tanto ha sido imprescindible la implementación de diferentes instrumentos de políticas para facilitar el franqueamiento de tales barreras. La estructura de los sectores eléctricos y la configuración de los mercados de electricidad son aspectos críticos a la hora de implementar los mecanismos de política para la integración de las energías renovables. Sin embargo no siempre son ciertos los efectos que puede tener la integración de las energías renovables en los sectores eléctricos.

En este trabajo se presentan las energías renovables que más penetración tienen a nivel mundial, se analizan las diferentes barreras de entrada que enfrentan las energías renovables y los mecanismos de política que existen para facilitar su integración. Mediante el estudio de casos, se caracterizan los posibles efectos de la integración de las energías renovables en los sectores eléctricos en términos de precios de la energía eléctrica, modificación de la composición de la canasta energética, efectos de la variabilidad del suministro eléctrico de las energías renovables en los sistemas de transmisión, y las modificaciones regulatorias necesarias para hacer frente a los efectos adversos que se pueden presentar.

Palabras clave: Energía renovable, mercados eléctricos, instrumentos de política, regulación, recursos renovables.

Abstract

The climate change phenomenon has become one of the main threats to our civilization. In order to mitigate the climate change effects, numerous countries around the world have committed to lowering their greenhouse gas (GHG) emissions levels. To achieve this goal, the use of renewable energies in the electricity sectors has been increasing and, as a result, the use of fossil fuels to produce electric energy has been declining. Despite the increase in the electricity sector, penetration of renewable energies is still facing multiple introduction barriers. Implementation of policy instruments is necessary to facilitate the clearance of these obstacles. The structure of the electricity sectors and the configuration of electricity markets are critical aspects when implementing policy mechanisms for the integration of renewable energies; however, the effects of integrating renewable energies to electricity sectors is not always certain.

This work is aimed at presenting the renewable energies with the most worldwide penetration, analyzing several barriers these types of energy face, and the policy mechanisms available to facilitate their integration. Through case studies, characterization of the effects of renewable energy integration with the electricity sectors is made in terms of electric energy prices, modification in energy basket composition, effects in electricity supply variability of transmission systems using renewable energies, and regulatory modifications needed to face the adverse effects that eventually could happen.

Keywords: Renewable energy, electricity markets, policy instruments, regulation, renewable resources.

Contenido

	Pág.
Resumen	XI
Lista de figuras	XV
Lista de tablas	XVII
Introducción	1
1. Planteamiento del problema	5
1.1 Justificación	8
1.2 Objetivos.....	10
1.2.1 Objetivo General	10
1.2.2 Objetivos Específicos	10
2. Marco teórico	13
2.1 Antecedentes.....	13
2.2 Generalidades	16
2.3 Energías renovables	20
2.3.1 Energía fotovoltaica	28
2.3.2 Energía eólica	32
2.3.3 Energía hidroeléctrica	39
2.3.4 Biomasa	46
2.4 Sectores eléctricos	51
2.4.1 Modelos de competencia	54
2.5 Barreras de entrada de las energías renovables.....	59
2.5.1 Costos y precios.....	60
2.5.2 Barreras legales y regulatorias.....	62
2.5.3 Desempeño del mercado	63
2.5.4 Barreras técnicas	64
2.6 Mecanismos de política	65
2.6.1 Políticas de fijación de precios y cantidades forzosas	67
2.6.2 Políticas de reducción de costos	71
3. Casos de estudio	75
3.1 Metodología.....	75
3.2 Comparación de políticas de integración de ER.....	76
3.2.1 Integración de las ER en los sectores eléctricos	76
3.2.2 Estudio de casos.....	78

4. Conclusiones y recomendaciones	115
4.1 Conclusiones.....	115
4.2 Recomendaciones.....	117
Bibliografía	119

Lista de figuras

	Pág.
Figura 2-1: Consumo de energía mundial	17
Figura 2-2: Producción mundial de energía eléctrica.....	19
Figura 2-3: Participación de las diferentes fuentes de generación en la producción mundial de energía eléctrica.....	19
Figura 2-4: Emisiones de CO2 por generación de energía eléctrica en el mundo	20
Figura 2-5: Producción de energía eléctrica con fuentes renovables por regiones	22
Figura 2-6: Mapa de capacidad instalada mundial de energía renovable por regiones	23
Figura 2-7: Capacidad instalada mundial de energía renovable por tecnología.....	24
Figura 2-8: Distribución de la capacidad instalada mundial de energía renovable por tecnología para el año 2015	26
Figura 2-9: LCOE por tecnología para los años 2010 y 2014	27
Figura 2-10: Capacidad instalada mundial de PV	30
Figura 2-11: Participación en la capacidad instalada mundial de PV	30
Figura 2-12: Consumo de energía solar en el mundo por regiones.....	31
Figura 2-13: Tipos de turbinas eólicas	34
Figura 2-14: Componentes de turbina eólica de eje horizontal	34
Figura 2-15: Fotografía de un parque eólico	35
Figura 2-16: Capacidad instalada mundial eólica <i>onshore</i>	36
Figura 2-17: Distribución de la capacidad instalada mundial eólica <i>onshore</i> 2015.....	37
Figura 2-18: Capacidad instalada mundial eólica <i>offshore</i>	37
Figura 2-19: Evolución del precio de electricidad eólica <i>onshore</i> en Estados Unidos	38
Figura 2-20: Evolución del LCOE para electricidad eólica.....	39
Figura 2-21: Esquema genérico de una planta hidroeléctrica con presa	42
Figura 2-22: Esquema genérico de una planta hidroeléctrica filo de agua	42
Figura 2-23: Esquema genérico de una planta hidroeléctrica de almacenamiento y bombeo	43
Figura 2-24: Capacidad instalada mundial hidroeléctrica por tipo	44
Figura 2-25: Distribución de la capacidad instalada mundial hidroeléctrica por tipo ...	44
Figura 2-26: Capacidad instalada mundial hidroeléctrica por región	45
Figura 2-27: Distribución de la capacidad instalada mundial hidroeléctrica por región	45
Figura 2-28: Capacidad instalada mundial a partir de biomasa por región.....	49
Figura 2-29: Distribución de la capacidad instalada mundial a partir de biomasa por región	50
Figura 2-30: Rangos de LCOE para generación eléctrica a partir de biomasa.....	51
Figura 2-31: Funciones físicas de la industria eléctrica.....	54

Figura 2-32:	Modelo de monopolio del mercado eléctrico.....	56
Figura 2-33:	Modelo de monopolio de comprador único	57
Figura 2-34:	Modelo de mercado mayorista	58
Figura 2-35:	Modelo de competencia minorista	59
Figura 2-36:	Relaciones conceptuales entre políticas, mecanismos de políticas, fuerzas de mercado, y desarrollo de ER	66
Figura 2-37:	Países con mecanismos de política vigentes para el desarrollo de ER ..	67
Figura 3-1:	Generación de energía eléctrica en Alemania. Mayo de 2016	85
Figura 3-2:	Participación de la generación de energía eléctrica en Alemania por fuente 85	
Figura 3-3:	Participación de la generación de energía eléctrica en Alemania por fuente. Mayo 8 de 2016 – 6:00 a.m.....	86
Figura 3-4:	Capacidad instalada en Alemania para el año 2015	88
Figura 3-5:	Evolución de la capacidad instalada en ER en Alemania	88
Figura 3-6:	Esquema de prima de mercado para las RE en Alemania	89
Figura 3-7:	Sobretasa ER, precios spot, y derivados de electricidad a un año	91
Figura 3-8:	Costos diferenciales de las ER en Alemania.....	92
Figura 3-9:	Generación de energía eléctrica en Alemania en febrero de 2016.....	93
Figura 3-10:	Precios del mercado spot en Alemania en mayo de 2016	94
Figura 3-11:	Capacidad instalada del sector eléctrico español	101
Figura 3-12:	Distribución de la capacidad instalada en España.....	102
Figura 3-13:	Capacidad instalada ER en España	102
Figura 3-14:	Capacidad instalada ER en el mundo 2014.....	103
Figura 3-15:	Participación por tecnología de la generación en el MIBEL	103
Figura 3-16:	Precios medios diarios MIBEL.....	104
Figura 3-17:	Precios medios diarios mercados europeos	104
Figura 3-18:	Esquema regulatorio del sector eléctrico colombiano	106
Figura 3-19:	Participación de capacidad instalada por tecnología	109
Figura 3-20:	Generación eléctrica en Colombia 2015 – 2016 (porcentaje)	110
Figura 3-21:	Precios de oferta por tecnología.....	111

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1: Emisiones mundiales de dióxido de carbono derivadas del consumo de energía	7
Tabla 3-1: Políticas para afrontar el cambio climático en Alemania.....	80
Tabla 3-2: Políticas para afrontar el cambio climático en España.....	98
Tabla 3-3: Capacidad instalada en Colombia año 2016	108
Tabla 3-4: Proyectos FNCER inscritos en la UPME	113

Introducción

El cambio climático representa el mayor reto climático que enfrenta la civilización actual. La emisión de gases de efecto invernadero se han incrementado sustancialmente debido al crecimiento de las economías a nivel mundial, entre otros aspectos.

Los combustibles fósiles continúan siendo la principal fuente de energía eléctrica alrededor del globo. Ante el aumento sostenido de la demanda de energía eléctrica mundial, el sector eléctrico ha venido aportando una cantidad importante de emisiones de gases de efecto invernadero.

Ante tal situación, diferentes países alrededor del mundo se han comprometido a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Para lograr tal propósito, se ha incentivado la integración de las energías renovables en los sectores eléctricos nacionales.

Sin embargo la integración de las energías renovables en los sectores eléctricos encuentran diversas barreras de entrada como altos costos de inversión, la variabilidad del suministro eléctrico, los precios de los mercados eléctricos, los riesgos percibidos por inversionistas y entidades de financiación, altos costos de transacción e importación, barreras legales y regulatorias, ausencia de un marco regulatorio, restricciones de construcción, dificultades de conexión a la red, procedimientos burocráticos, intereses políticos e industriales, falta de acceso a créditos, ausencia de estándares de construcción y operación de plantas de energías renovables, posición dominante de agentes del mercado, aspectos ambientales y macroeconómicos, etcétera.

Para facilitar la integración de las energías renovables en los sectores eléctricos se hace necesario entonces implementar diferentes leyes y mecanismos de política que permitan el franqueamiento de las barreras de entrada. Los mecanismos de política a ser

utilizados dependen de la disponibilidad de los recursos renovables, la estructura del sector eléctrico, la configuración de los mercados eléctricos, y del marco regulatorio.

Entre los mecanismos de política más usados a nivel global se encuentran las tarifas garantizadas (FIT's), políticas de cuota mínima (RPS), certificados de energía renovables (CER's), opciones de energía verde obligatoria (MGPO), subastas de energía renovable, políticas de reducción de costos, exenciones fiscales, subsidios y reembolsos, políticas de inversión pública, contratos por diferencia (CFD), entre otros.

Los efectos de la integración de las energías renovables en los sectores eléctricos se presentan bajo la forma de cambios atípicos en la formación de precios de la energía eléctrica, incrementos de los precios de la electricidad para los usuarios finales, dificultades que experimentan las redes de transmisión y distribución ante la variabilidad del suministro, cambios en la composición de la canasta energética, y cambios en la forma en la que operan los mercados eléctricos, entre otros. En los países en donde las energías renovables han tenido una integración importante, las entidades regulatorias han modificado el marco legal y regulatorio para hacer frente a estas circunstancias, muchas veces indeseadas.

Dada la inminente integración de las energías renovables en Colombia, este trabajo pretende dar luces respecto a los efectos en los sistemas eléctricos nacionales de la introducción de las energías renovables mediante diversos mecanismos de política, en algunos países en donde éstas han tenido diversos grados de penetración.

Este trabajo está organizado de la siguiente manera: en el capítulo 1 se realiza el planteamiento del problema en donde se justifica el problema de estudio y se establecen los objetivos a cumplir. En el capítulo 2 está constituido por el marco teórico, en donde se presentan los antecedentes y generalidad, se caracterizan las diversas energías renovables que más penetración tienen en los sectores eléctricos nacionales, se analizan los diversos modelos de mercados eléctricos, se presentan las diferentes barreras de entrada que enfrentan las energías renovables, y los mecanismos de política utilizados para su integración. El capítulo 3 desarrolla la metodología y el estudio de casos de los sectores eléctricos nacionales. Finalmente en el capítulo 4 se relacionan las conclusiones del trabajo y se presentan algunas recomendaciones.

1. Planteamiento del problema

El principal problema ambiental que enfrenta la sociedad actual son las consecuencias derivadas del cambio climático.

El rápido incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero en las últimas décadas ha causado un considerable cambio en el régimen climático en todos los continentes (Mathews, 2014). Es ampliamente aceptado que el riesgo de cambios climáticos es ocasionado por la emisión de gases de efecto invernadero, principalmente dióxido de carbono (CO₂), metano y óxido nitroso (Jaforullah & King, 2015).

En especial, la actividad de generación de energía eléctrica se encuentra relacionada con la emisión de gases de efecto invernadero que puede causar cambios climáticos (Kapica, Pawlak, & Ścibisz, 2015).

Desde el siglo XIX las emisiones globales de dióxido de carbono derivadas de la combustión de combustibles fósiles han crecido de casi cero a 31 millones de toneladas anualmente, haciendo el consumo de energía la fuente más importante de emisiones de gas invernadero (Heubaum & Biermann, 2015).

Como puede verse en la Tabla 1 las emisiones de dióxido de carbono derivada del consumo de energía se han incrementado en 34% desde el año 2000 al año 2012.

Ante este panorama de peligros ambientales originados por el cambio climático no es posible mantener las políticas energéticas vigentes, si se quiere evitar las catastróficas consecuencias climáticas (Masini & Menichetti, 2012).

Un enfoque de este tipo de cambios regulatorios es el que incentiva la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables de energía como es la hidroeléctrica, eólica, solar, de biomasa y geotérmica (Jaforullah & King, 2015).

Tales incentivos para la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables se han promovido entre países, como son los protocolos de Montreal y Kioto. También se han implementado cambios en las políticas de generación de energía eléctrica al interior de los países a través de modificaciones en los marcos regulatorios de los sistemas eléctricos nacionales. Un ejemplo de este tipo de iniciativas es la Directiva de Energías Renovables (Renewable Energy Directive) de la Unión Europea (Parlamento Europeo, 2009). En ésta se establecen metas de política energética definidas, entre las que se destacan el alcanzar el 20% de generación total de energía eléctrica mediante fuentes renovables para el año 2020.

La incorporación de fuentes renovables de energía dentro de los mercados eléctricos nacionales encuentra oposiciones o barreras debido, entre otros motivos, a la estructura regulatoria y operativa de los mercados eléctricos nacionales, producto de las profundas reformas de éstos (UPME, 2015).

Otra barrera importante al uso de energías renovables es la relacionada con los costos de inversión y los precios de la energía.

Si bien los costos de generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables ha alcanzado mínimos históricos entre los años 2013 y 2014 (IRENA, 2014a), en algunos casos la inversión inicial específica en tecnologías renovables no convencionales en la actualidad sigue siendo un poco más alta que en el caso de tecnologías convencionales (UPME, 2015).

Aunque los costos de inversión son un impedimento importante para la adopción de fuentes renovables para la generación eléctrica, no es la única barrera que tienen dichas fuentes para penetrar en los mercados eléctricos nacionales.

Entre los impedimentos que encuentran las energías renovables al adecuarse a las condiciones preestablecidas de los mercados eléctricos se encuentran los altos costos de inversión costos, barreras legales y regulatorias, y el desempeño del mercado eléctrico (Beck & Martinot, 2004).

Para remover dichas barreras de entrada de las energías renovables y propiciar el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía en los mercados eléctricos nacionales se han implementado diferentes instrumentos y mecanismos. Dentro de tales mecanismos¹ se encuentran la reducción de emisiones, tope de emisiones, subastas con metas cuantitativas de energías renovables, contratos por diferencias, incentivos por encima del precio de mercado, Feed-In Tariff, certificados de energía renovable, mecanismos de cuotas, medición bidireccional, entre otros (UPME, 2015).

¹ Estos mecanismos se definen más adelante.

Tabla 1-1: Emisiones mundiales de dióxido de carbono derivadas del consumo de energía

Año	Millones de toneladas métricas de CO ₂
2000	24.041
2001	24.132
2002	24.579
2003	25.688
2004	26.970
2005	27.880
2006	28.620
2007	29.267
2008	29.645
2009	29.436
2010	31.155
2011	32.155
2012	32.310

Fuente: (EIA, 2015). Elaboración propia

Tales mecanismos han sido incorporados en los diferentes marcos regulatorios de diversos países para permitir la entrada de las energías renovables y disminuir de esta manera la emisión de gases de efecto invernadero.

Las políticas cuya meta específica es la promoción de la energía renovable se pueden enmarcar en tres categorías principales: políticas de fijación de precios y cantidades forzadas, que determinan precios o cantidades; políticas de reducción de costos de inversión, que proveen incentivos en la forma de menores costos de inversión; e inversiones públicas y actividades de facilitación de mercado, que ofrecen un amplio rango de políticas públicas que reducen las barreras de mercado y facilitan o aceleran la creación y desarrollo de mercados de energía renovable (Beck & Martinot, 2004).

Sin embargo el reemplazo de generación de energía mediante combustibles fósiles por energía renovable intermitente impone importantes costos de externalidades en los sistemas eléctricos. Tales costos adicionales para los sistemas eléctricos son, entre otros, la reconfiguración de la red de transmisión, la necesidad de generación adicional flexible, la necesidad de más operación de reserva, el rediseño de productos balanceados para proveer mercados con más actividad en tiempo real, asuntos de estabilidad del sistema, entre otros.

Como consecuencia de lo anterior, en varios países el movimiento hacia un sistema eléctrico con menor producción de gases de efecto invernadero ha obligado la implementación de cambios importantes en la forma en que funcionan los mercados eléctricos y la modificación del grado de intervenciones gubernamentales (Bunn & Muñoz, 2015).

Por tanto es pertinente preguntarse ¿qué efectos han tenido este tipo de reformas de los marcos regulatorios de los sistemas eléctricos nacionales que han incentivado el uso de fuentes renovables de energía en términos del cambio de la matriz energética, los costos de generación, el funcionamiento de los mercados eléctricos, la evolución de los precios de la energía y las subsiguientes reformas regulatorias?

1.1 Justificación

Las preguntas anteriores se vuelven pertinentes para el caso del sistema eléctrico colombiano en el que se pretende incentivar el uso de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) mediante la expedición de la Ley 1715 de 2014 (Secretaría Nacional del Senado, 2014) en la que se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.

Dicha ley otorga diversos incentivos a la generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales de energía renovable que aminoran los costos de inversión y las erogaciones fiscales para los promotores de proyectos de generación eléctrica con este tipo de fuentes.

Si bien la ley 1715 fue expedida por el Congreso de la República en el año 2014, su regulación sólo se produjo un año después, con la publicación por parte del Ministerio de Minas y Energía del Decreto N° 2143 de 2015.

Sin embargo, y como se verá más adelante, en la minucia regulatoria de la ley intervienen diversos organismos estatales como la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), que a su vez deben enmarcar la regulación de los incentivos para la generación de energía renovable en Colombia. Aún la regulación de la Ley no está completa pues a febrero de 2016 no se ha expedido lo concerniente al MADS.

La introducción de energías renovables en un mercado eléctrico liberalizado como el colombiano, no solamente plantea el problema de cómo serán subsidiadas las nuevas instalaciones sino también cómo serán recuperadas las externalidades asociadas (Bunn & Muñoz, 2015).

El estudio de los procesos de reforma de los mercados eléctricos en diferentes países puede aportar luces a lo que le puede esperar al sector eléctrico colombiano en su transición a la generación eléctrica con fuentes no convencionales de energía renovable. El éxito de la implementación de energías renovables depende no solamente de la idiosincrasia de los países, sino también de las diferentes fuentes y tecnologías de las energías renovables, aspectos que deben ser considerados en las políticas de fomento de las energías renovables (Abdmouleh, Alammari, & Gastli, 2015).

Uno de los mecanismos de política más extendidos a nivel global para promover la inversión en generación de energía renovable son los pagos a los productores de energía eléctrica bajo contratos de largo plazo, y cuya tarifa remunera los costos de generación. Este tipo de mecanismo se conoce como Feed in Tariffs o FiT's. Bajo la regulación por FiT's se garantiza un nivel específico de remuneración por la energía producida por los generadores de las tecnologías a fomentar para cubrir sus costos marginales de largo plazo y el acceso a la red se garantiza mediante una prioridad en el despacho para las energías renovables (Costa-Campi & Trujillo-Baute, 2015). De esta manera los FiT's son pagados por los consumidores de energía a través del llamado componente regulatorio del precio de la energía.

El continuo crecimiento de las energías renovables ha llevado a un notable incremento del componente regulatorio, lo que ha puesto en cuestión el mecanismo de los FiT's y los beneficios de su implementación han sido desestimados (Gallego-Castillo & Victoria, 2015). El mercado eléctrico español es particularmente aleccionador a este respecto. Los FiT's fueron cancelados por decretos reales para las nuevas instalaciones generando un

abrupto corte de la capacidad instalada renovable en España (Gallego-Castillo & Victoria, 2015).

Se ha encontrado además que a ciertos niveles de FiT's se pueden generar efectos diferentes: negativos para la energía eólica y positivos para la energía solar (Marques & Fuinhas, 2012).

Así pues, el estudio de los diferentes mecanismos de política que incentivan el ingreso de las energías renovables en los sistemas eléctricos nacionales más avanzados en el tema aporta luces a las diversas implicaciones en el funcionamiento mismo de los sistemas energéticos expuestos a integración de energías renovables.

Dado que el sector eléctrico colombiano se encuentra *ad portas* de comenzar dicha integración, es pertinente identificar cuáles pueden ser los posibles beneficios y riesgos derivados para el sistema eléctrico de la penetración intensiva de energías renovables, mediante el estudio de condiciones similares en otros países que han facilitado la entrada de energías renovables y se encuentran en una etapa más avanzada de integración.

Para dar cuenta de los efectos de la integración de las Energías Renovables en los sectores eléctricos se propone la consecución de los siguientes objetivos.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Caracterizar los efectos en los sistemas eléctricos nacionales seleccionados en los que se ha introducido, mediante diversos mecanismos de política, el uso de energías renovables, y analizar, desde dicha óptica, la integración de energías renovables en el sector eléctrico colombiano.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Identificar algunos sectores eléctricos nacionales en los que el uso de las energías renovables se ha introducido a través de mecanismos de política energética y tienen un uso intensivo de éstas.
2. Caracterizar los modelos de los sectores eléctricos de los países seleccionados para el análisis.

-
3. Identificar las principales barreras de entrada de las energías renovables en los países seleccionados.
 4. Describir los principales mecanismos de política utilizados para incentivar el uso de energías renovables.
 5. Caracterizar las principales fuentes de energía renovable utilizada en los mercados eléctricos más avanzados en su introducción.
 6. Identificar las principales reformas regulatorias en los diferentes sectores eléctricos de los países a analizar.
 7. Caracterizar los principales efectos en los mercados eléctricos de la introducción de las energías renovables en términos de precios de la energía eléctrica, costos de instalación, cambios en la matriz energética, modificaciones posteriores del sector eléctrico.

2.Marco teórico

2.1 Antecedentes

Ante la inminencia del cambio climático global ocasionado por la emisión de gases de efecto invernadero se han pactado diversos tratados internacionales en los cuales los países suscriptores se comprometen a llevar a cabo una serie de medidas para mitigar el riesgo de los efectos de los cambios drásticos en el clima global.

En el año de 1972 se llevó a cabo la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Humano ante la necesidad de un criterio y unos principios comunes que ofrezcan a los pueblos del mundo inspiración y guía para preservar y mejorar el medio humano (Naciones Unidas, 1972). En esta conferencia se recomendó el establecimiento del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). Un punto fundamental de esta conferencia fue el reconocimiento de la contaminación es transfronteriza, esto es, la contaminación no reconoce límites geográficos o políticos (CNUMAD, 2002).

El Convenio de Viena fue firmado en 1985. En éste, las partes se obligaron a tomar las medidas necesarias para cuidar y proteger el medio ambiente contra los efectos adversos resultantes de las actividades humanas (PNUMA, 2001). En este convenio se estableció la Conferencia de las Partes (COP) que se instituyó como la instancia en la cual se revisará la aplicación del Convenio.

En la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y Desarrollo realizado en Río de Janeiro en 1992 se reafirmó la declaración de Estocolmo y se buscó el establecimiento de acuerdos internacionales en los que se protegiera la integridad del sistema ambiental. La protección del medio ambiente se declaró como un principio fundamental constitutivo al proceso de desarrollo de los Estados (CNUMAD, 1992). En esta conferencia se produjo la Declaración de Río y la Agenda 21, y se adoptó el Marco de la Convección para el Cambio Climático de las Naciones Unidas (FCCC). La

Convención de Río entró en vigencia el 21 de marzo de 1994. Fue firmada por 195 Estados y una organización de integración regional económica.

En el año de 1997 ocurrió la tercera conferencia de las partes (COP 3) y se preparó el Protocolo de Kioto que es fue el primer acuerdo internacional referido al Marco de la Convención para el Cambio Climático de las Naciones Unidas en el que los países partes se comprometen a cumplir el establecimiento de objetivos de reducción de emisiones a nivel internacional.

Entre los compromisos acordados por las partes en el Protocolo de Kioto se encuentra la implementación de programas nacionales para mejorar la calidad de los factores de emisión y mitigar el cambio climático. Tales programas guardan relación, entre otras actividades, con los sectores de energía (UNFCCC, 1998).

Una de las políticas y medidas adoptadas es la investigación, promoción, desarrollo y aumento del uso de nuevas y renovables formas de energía, de tecnologías de secuestro del dióxido de carbono y de tecnologías avanzadas y novedosas que sean ecológicamente racionales (UNFCCC, 1998). El Protocolo de Kioto entró en vigencia el 16 de febrero del año 2005, siete años después de su negociación.

En el año 2001 se llevó a cabo la Conferencia sobre cambio climático en Bonn, Alemania. En esta conferencia se produjo la sexta Conferencia de las Partes (COP 6) (UNFCCC, 2001c) en la que se reconoció que las formas de energía más limpias o que emiten menos gases de efecto invernadero, en particular la energía renovable, hidroeléctrica y geotérmica y el gas natural, podían aumentar los beneficios ambientales a nivel mundial con vistas a cumplir los objetivos de la Convención y del Protocolo de Kioto y a optimizar la utilización de esas formas de energía (UNFCCC, 2001a).

En el mes de octubre del mismo año se llevó a cabo la séptima Conferencia de las Partes (COP 7) en la ciudad de Marrakech, Marruecos. Uno de los acuerdos principales fue el reconocimiento de la importancia de las energías renovables para alcanzar los objetivos de la Convención, y la certificación de la reducción de emisión de gases de efecto invernadero a partir de del uso de este tipo de energía (UNFCCC, 2001b).

El Esquema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (EU ETS) fue fundado en enero de 2005, constituyéndose en el primero y más grande esquema de comercio de emisiones del mundo.

En febrero de 2005 el Protocolo de Kioto entra en vigencia lo que significa:

1. Treinta países industrializados estarán obligados jurídicamente a cumplir los objetivos cuantitativos para reducir o limitar sus emisiones de gases de efecto invernadero.
2. El mercado internacional de comercio de carbono se convertirá en una realidad jurídica y práctica. El régimen de "comercio de emisiones" del Protocolo permite a los países industrializados comprar y vender créditos de emisiones entre ellos mismos; este enfoque basado en el mercado mejorará la eficiencia y costo-efectividad de la reducción de emisiones.
3. El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) se moverá de una implementación temprana a una fase de operaciones completas. El MDL alentará inversiones en proyectos de países en desarrollo que limitan las emisiones, mientras promocionan el desarrollo sostenible.
4. El Fondo de Adaptación del Protocolo, establecido en 2001, comenzará a prepararse para ayudar a los países en desarrollo para hacer frente a los efectos negativos del cambio climático.

En el año 2006 se inauguran los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), un mecanismo clave bajo el Protocolo de Kioto. Estos mecanismos, definidos en el artículo 12 del Protocolo de Kioto, permiten a un país que tenga compromisos de limitaciones o reducción de emisión de gases implementar un proyecto de reducción de emisiones en países en desarrollo.

Los Mecanismos de Implementación Conjunta (JI) comienzan en el año 2008. Este tipo de mecanismos, definido en el artículo 6 del Protocolo de Kioto, permite a un país que tenga compromisos de limitaciones o reducción de emisiones obtener unidades de reducción de emisiones (ERUs) mediante un proyecto de reducción o eliminación de emisiones en otro país.

En la ciudad de Doha, en el año 2012, se adoptó la Enmienda de Doha, que lanza el segundo período de los compromisos suscritos en el Protocolo de Kioto para el período 2013-2020.

En diciembre de 2015 se realizará en la ciudad de París Conferencia de Cambio Climático y que coincidió con la 21ª Conferencia de las Partes (COP 21) del Protocolo de Kioto.

2.2 Generalidades

La energía es la capacidad para realizar un trabajo, y el ser humano requiere de ésta para llevar a cabo todas las actividades que desempeña. Existe una multiplicidad de energías en la naturaleza: energía cinética, aquella que poseen los cuerpos debido a su movimiento; la energía calórica, que es la manifestación de la energía en forma de calor; la energía potencial que es la que mide la capacidad que tiene un sistema o cuerpo de realizar un trabajo en función de su posición; la energía química, que es la producida por reacciones químicas; la energía nuclear que es la que se cuenta almacenada en los átomos y que se libera en las reacciones nucleares; entre otras.

En particular la energía eléctrica ha sido fundamental en el desarrollo mismo de la estructura económica y social tal y como la conocemos en la actualidad. La energía eléctrica se encuentra prácticamente en todas las actividades humanas, desde la agricultura, procesos industriales, transporte, sistemas públicos de alumbrado y comercio hasta la electricidad que se utiliza en los hogares para cocinar los alimentos y proporcionar calor.

El sector energético además contribuye a la actividad económica en una relación de doble vía. Por una parte la energía es un sector económico que crea empleos y valor al extraer, transformar, y distribuir bienes y servicio energéticos a lo largo de la economía (World Economic Forum, 2012); y por otro lado los sectores eléctricos impactan el resto de la economía: la energía eléctrica es un insumo para casi toda actividad y servicio en el sistema económico y sustenta la actividad económica a través de cada uno de sus sectores (IRENA, 2016c).

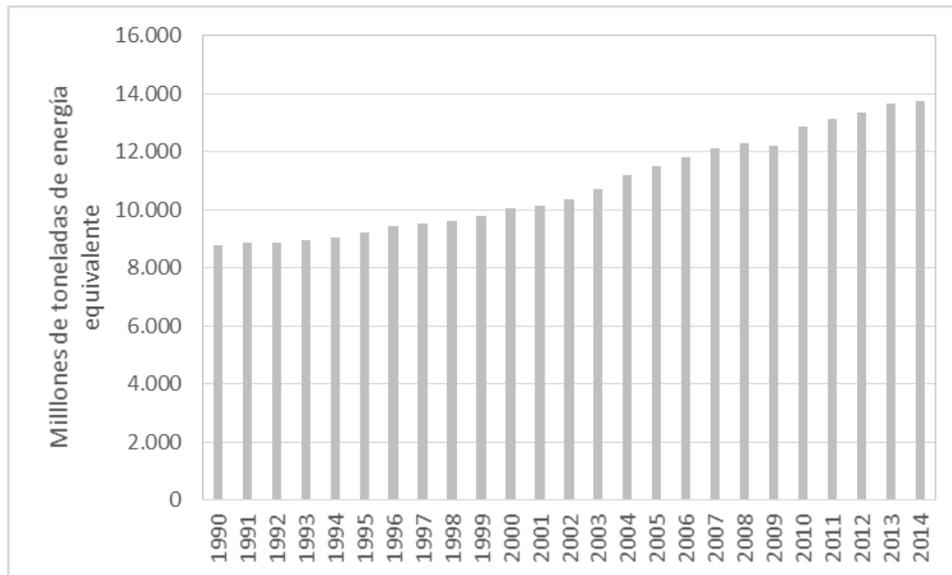
La demanda de energía eléctrica en el mundo se incrementó casi un 600% en el lapso entre 1990 y 2014, como se muestra en la Tabla 1-1.

La generación de energía eléctrica se ha efectuado principalmente con fuentes fósiles cuya combustión genera emisiones de gases de efecto invernadero que causan impactos importantes en el clima global. Los gases de efecto invernadero son el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC), hexafluoruro de azufre (SF₆) y trifluoruro de nitrógeno (NF₃).

En la

Figura 2-2 se presenta la generación de energía eléctrica a nivel mundial por tipo de fuente. La generación de energía eléctrica mundial creció 47% desde el año 2000 al 2012 y en el mismo lapso el crecimiento de la energía generada proveniente de fuentes fósiles creció 55% (EIA, 2016), lo que significa que la participación de la energía eléctrica generada mediante combustibles fósiles se ha incrementado en el lapso ya citado, como se muestra en la Figura 2-3. Como se aprecia en la figura, la participación de la energía eléctrica generada mediante combustibles fósiles es superior al 60% del total para el lapso analizado.

Figura 2-1: Consumo de energía mundial



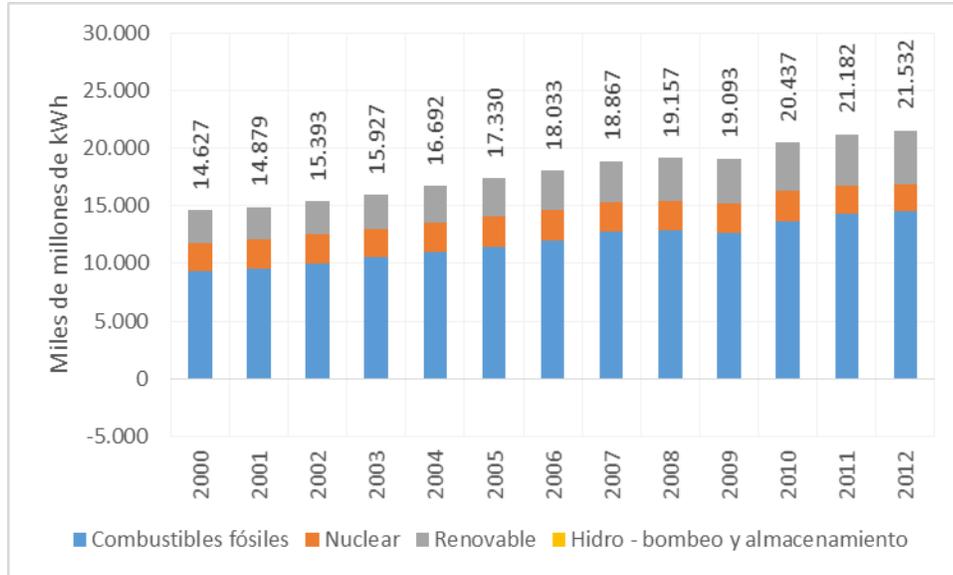
Fuente: (Enerdata, 2015). Elaboración propia

La emisión de CO₂ debido a la generación de energía eléctrica a nivel mundial se ha incrementado en 34% en el lapso analizado: para el año 2000 la cifra era de 24.041 millones de toneladas métricas CO₂ y para el año 2012 tal cifra ascendió a 32.310 millones de toneladas métricas de CO₂, como se muestra en la Figura 2-4.

Así las cosas, se ha incentivado la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo y ancho del globo a través de la integración de energías renovables mediante diversos esquemas de política energética en diferentes sistemas eléctricos nacionales con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto

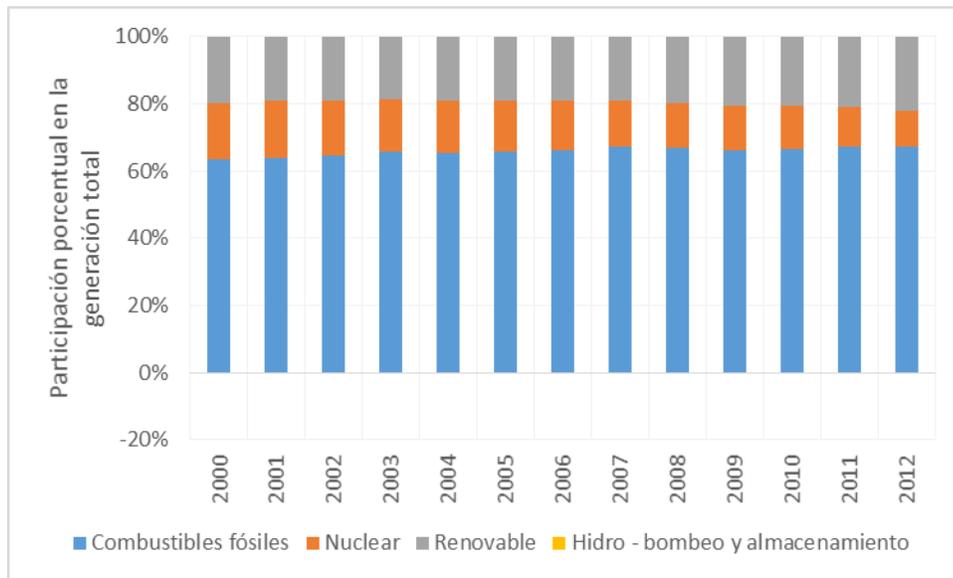
invernadero derivadas de la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles.

Figura 2-2: Producción mundial de energía eléctrica



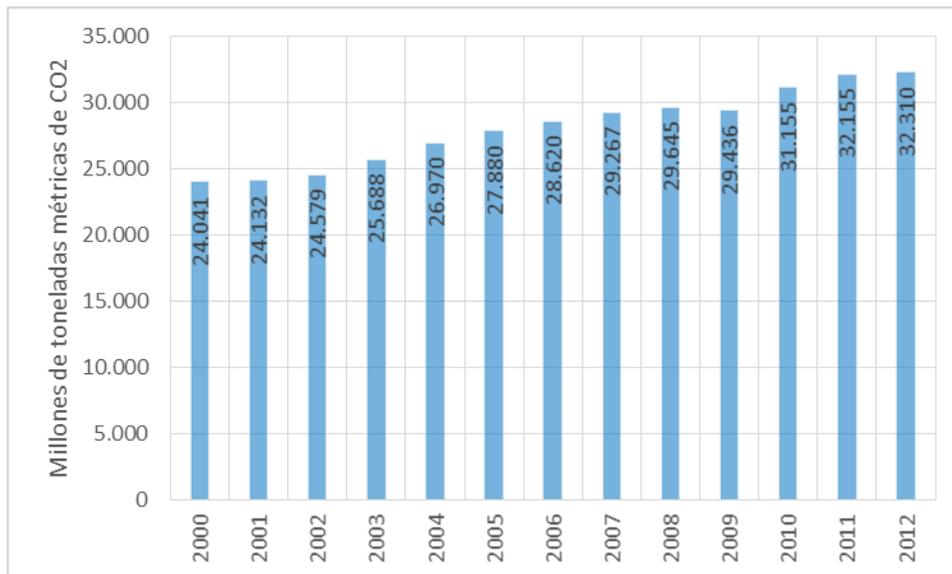
Fuente: (EIA, 2016). Elaboración propia

Figura 2-3: Participación de las diferentes fuentes de generación en la producción mundial de energía eléctrica



Fuente: (EIA, 2016). Elaboración propia

Figura 2-4: Emisiones de CO2 por generación de energía eléctrica en el mundo



Fuente: (EIA, 2015). Elaboración propia

2.3 Energías renovables

Se entiende por energía renovable aquella procedente de fuentes naturales que son constantemente repuestas (Australian Renewable Energy Agency, 2016). Otra definición de energía renovable es aquella energía derivada de procesos naturales que son repuestas a una tasa mayor a la que son consumidas (IRENA, 2016b). De esta manera las características principales de la energía renovable (en adelante ER) es que no se agota, son constantemente repuestas y provienen de fuentes naturales.

Entre las energías renovables se encuentran la energía solar, que transforma los rayos provenientes del sol en energía; la energía eólica que aprovecha la fuerza del viento; la energía geotérmica que utiliza el calor generado en el interior de la tierra; la energía hidráulica que aprovecha la energía potencial y cinética del agua al caer de cierta altura; la energía generada a partir de la combustión de la biomasa; la energía mareomotriz que aprovecha la energía de las mareas del océano; la energía proveniente del hidrógeno; y la energía nuclear a partir del hidrógeno.

Las ER se pueden dividir en despachables y variables. Los generadores de ER administrable pueden controlar su producción dentro de un rango específico. Las

centrales hidroeléctricas con embalse y las plantas generadoras con biomasa, son ejemplos de este tipo de ER (Kempener, Malhotra, & de Vivero, 2015).

Las ER variables (VRE por sus siglas en inglés) tiene características que son diferentes de las fuentes convencionales de energía y su proceso de integración a la red, debido a su variabilidad, es por tanto diferente. Este es un aspecto que ha modificado sustancialmente las operaciones de los activos existentes y por tanto el funcionamiento de los sectores eléctricos nacionales en donde las ER han tenido una penetración importante (Kempener et al., 2015).

Ejemplos de VRE son la energía eólica, la energía solar y la generación hidroeléctrica a filo de agua. El producto de este tipo de generación es mucho menos controlable (IRENA, 2015a). La principal característica de las VRE es que solamente producen electricidad cuando están disponibles, lo que se traduce en una menor confiabilidad durante los picos de demanda (Kempener et al., 2015), lo que se traduce en este tipo de ER no pueden cubrir la carga de base durante todo el tiempo (IRENA, 2015a).

Otra característica importante de las VRE es la dificultad de la predicción de su generación eléctrica, lo que dificulta el balance de oferta y demanda a corto plazo (de décimas de segundos a horas) (Kempener et al., 2015). De esta manera una combinación de VRE con ER administrables pueden satisfacer la demanda total de energía durante todo el tiempo (IRENA, 2015a).

La generación eléctrica con ER a nivel mundial ha crecido de manera sustancial durante los últimos años. Desde el año 2000 hasta el año 2013, la generación eléctrica con ER se ha incrementado en 78%. En el año 2000 se generaban 2.840 TWh-año² y para el año 2013 tal cifra ascendió a 5.048 TWh-año (IEA, 2016).

El incremento de la generación de electricidad con ER a nivel mundial se presenta en la Figura 2-5.

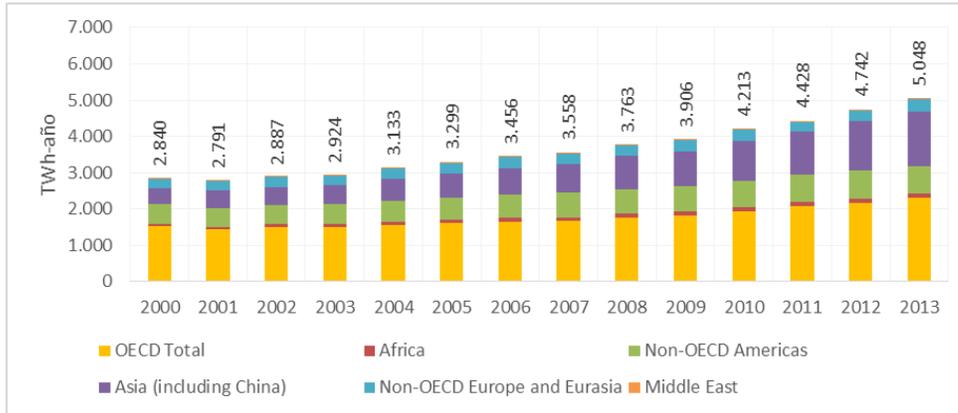
Como se puede apreciar de la figura, el incremento en la generación de electricidad a base de fuentes renovables a nivel mundial ha sido sostenido, con una participación mayoritaria de los países miembros de la OECD³. El crecimiento de la participación en dicha generación de los países asiáticos se debe en gran medida a la generación en

² Un TWh es equivalente a 1.000 GWh.

³ Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.

China, país que ha impulsado de manera vigorosa la implementación de fuentes renovables para la generación de electricidad.

Figura 2-5: Producción de energía eléctrica con fuentes renovables por regiones



Fuente: (IEA, 2016) Elaboración propia

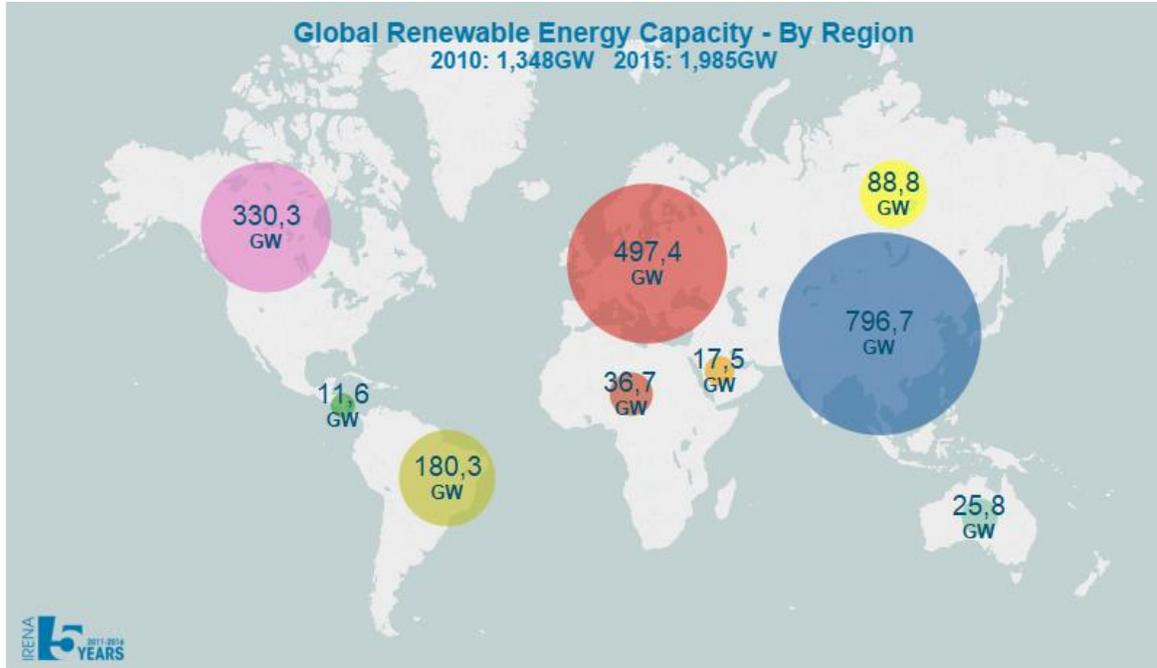
Asimismo la capacidad instalada de centrales de generación eléctrica que operan con ER a nivel mundial se ha incrementado en 117% desde el año 2000 al 2014 (IRENA, 2015c). La capacidad instalada mundial de centrales con ER en el año 2000 fue de 842.594 MW, y para el año 2014 fue de 1.828.722 MW.

En la Figura 2-7 se presenta el incremento de la capacidad instalada mundial en MW. Se aprecia de la figura el aumento en la participación de la capacidad instalada con ER de Europa y Asia.

En el año 2015 la capacidad instalada de energía renovable en el mundo fue de 1.985 GW. Asia participó con 796,7 GW, Europa con 497,4 GW y Norte América con 330,3 GW. La participación de las diferentes regiones en la capacidad instalada mundial de ER se presenta en la Figura 2-6.

La capacidad instalada de la energía hidroeléctrica a gran escala para el año 2000 era del 71% del total de la capacidad instalada mundial de ER. Sin embargo para el año 2015 tal participación fue de tan sólo el 46%. En la Figura 2-7 se presenta la participación de cada tecnología en el total de la capacidad instalada de ER en el mundo.

Figura 2-6: Mapa de capacidad instalada mundial de energía renovable por regiones



Fuente: (IRENA, 2016a)

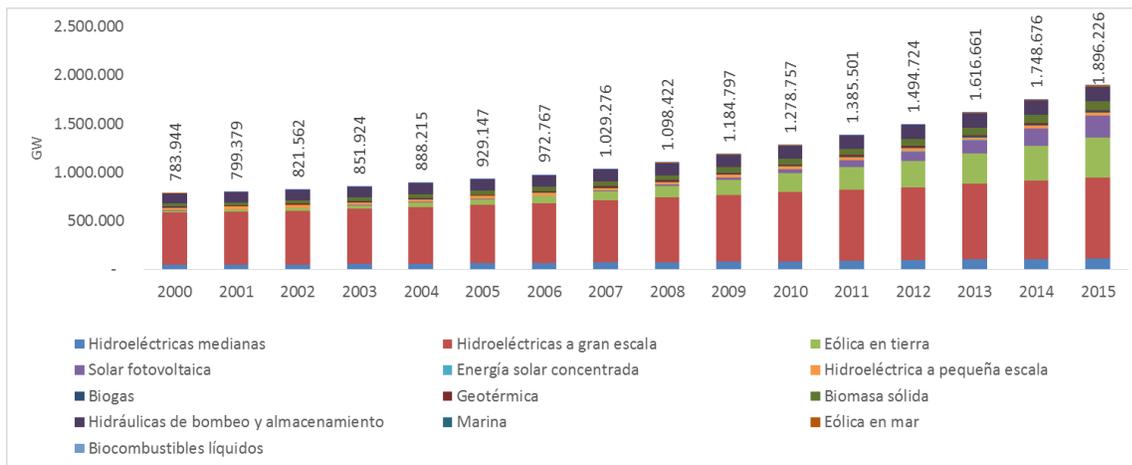
En la Figura 2-8 se presenta la participación de cada tecnología de generación eléctrica con fuentes renovables en la capacidad instalada de ER a nivel mundial.

Las tecnologías de ER que más participación tuvieron en el mundo en el año 2015 en términos de la capacidad instalada son, en su orden, hidroeléctrica a gran escala con 43,8%, eólica *onshore* con 21,9%, solar PV con 11,7%, esquemas de almacenamiento y bombeo (*pumped – storage*) y sistemas mixtos con 8%, hidroeléctrica a mediana escala con 6%, biomasa con 4,6%, hidroeléctrica a pequeña escala con 1,6%. El restante 2,4% lo conforman las tecnologías a base de biogás, geotérmica, eólica *offshore*, energía solar concentrada (CSP), biocombustibles líquidos y la energía marina.

El costo de la electricidad, las emisiones de gases de efecto invernadero y la eficiencia de la generación de electricidad pueden tener un rango muy amplio para cada tecnología, principalmente debido a las variaciones en las opciones tecnológicas así como a la

dependencia geográfica de cada fuente de energía renovable (Evans, Strezov, & Evans, 2009).

Figura 2-7: Capacidad instalada mundial de energía renovable por tecnología



Fuente: (IRENA, 2016a) Elaboración propia

La competitividad de los costos de las energías renovables ha alcanzado niveles históricos. Las energías a partir de biomasa, recursos hidráulicos, geotérmica y eólica terrestre pueden proveer electricidad de manera competitiva comparadas con la energía producida mediante combustibles fósiles.

La medida estándar de comparación de los costos de generación de las diferentes tecnologías es el Costo Nivelado de la Energía⁴ (LCOE por sus siglas en inglés). Existen múltiples metodologías para el cálculo del LCOE para las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica. Sin embargo, en esencia, el LCOE refleja el precio mínimo al cual la energía debe ser vendida para asegurar que la inversión realizada se justifique. En particular, el cálculo del LCOE puede tomarse como referencia para determinar el nivel de apoyo para plantas de generación de energía renovable si el

⁴ Es importante mencionar que el LCOE puede no ser apropiado para la comparación de tecnologías de generación intermitentes (VRE) como la energía solar y eólica, frente otro tipo de tecnologías despachables como la nuclear, ciclos combinados de gas, y carbón. Las comparaciones por costo nivelado sobrevalúan tecnologías de generación intermitentes comparadas con tecnologías despachables, pues no consideran las diferencias en los perfiles de generación de tecnologías intermitentes y despachables y las importantes variaciones asociadas en el valor de mercado de la energía que proveen. El principal inconveniente de esta metodología de comparación es que considera como un producto homogéneo toda la energía suministrada, sin considerar la firmeza que cada tecnología puede ofrecer (Joskow & Sloan, 2011).

objetivo es incentivar la inversión sin proveer ningún tipo de compensación (Visser & Held, 2014). El Costo Nivelado de la Energía (LCOE) de una tecnología dada es igual a la razón entre el costo de la vida útil y la generación de energía de la vida útil, ambos descontados a un año común usando una tasa de descuento que refleja el costo promedio del capital o una tasa de descuento determinada (IRENA, 2015d).

El cálculo más utilizado para obtener el Costo Nivelado de la electricidad de una tecnología dada es el siguiente:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + OM_t + C_t}{(1 + TD)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1 + TD)^t}}$$

Donde:

$LCOE$ es el costo nivelado de la electricidad.

I_t son los gastos en inversión en el período t .

OM_t son los gastos de operación y mantenimiento en el período t .

C_t son los gastos en combustibles en el período t .

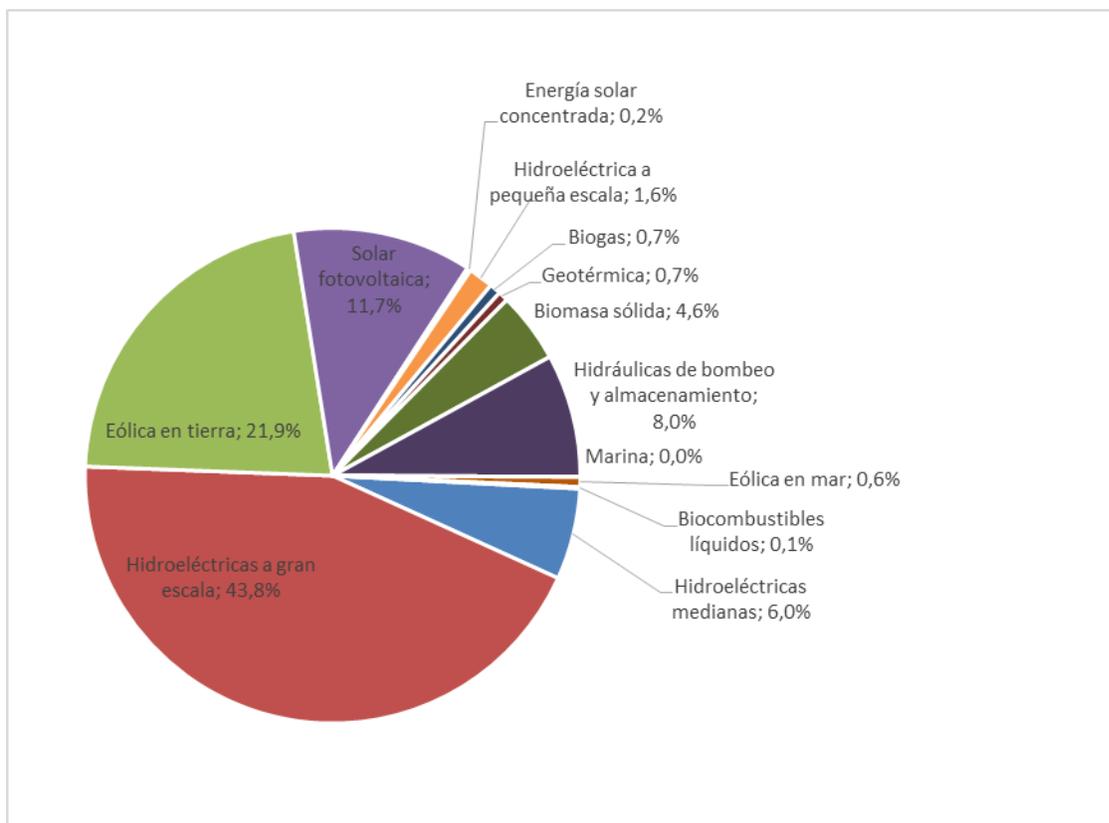
E_t es la generación de electricidad en el período t .

TD es la tasa de descuento.

n es la vida económica de la planta de generación eléctrica.

En especial el Costo Nivelado de la Energía de la energía solar fotovoltaica se ha reducido a la mitad desde el año 2010 al 2014 (IRENA, 2015d).

Figura 2-8: Distribución de la capacidad instalada mundial de energía renovable por tecnología para el año 2015



Fuente: (IRENA, 2016a) Elaboración propia

En la Figura 2-9 se presenta la diferencia entre el año 2010 y el 2014 del LCOE de las energías renovables, a escala de servicios públicos (utility scale), a partir de biomasa, geotérmica, hidráulica, solar fotovoltaica, energía solar concentrada (CSP por sus siglas en inglés), eólica terrestre y marítima.

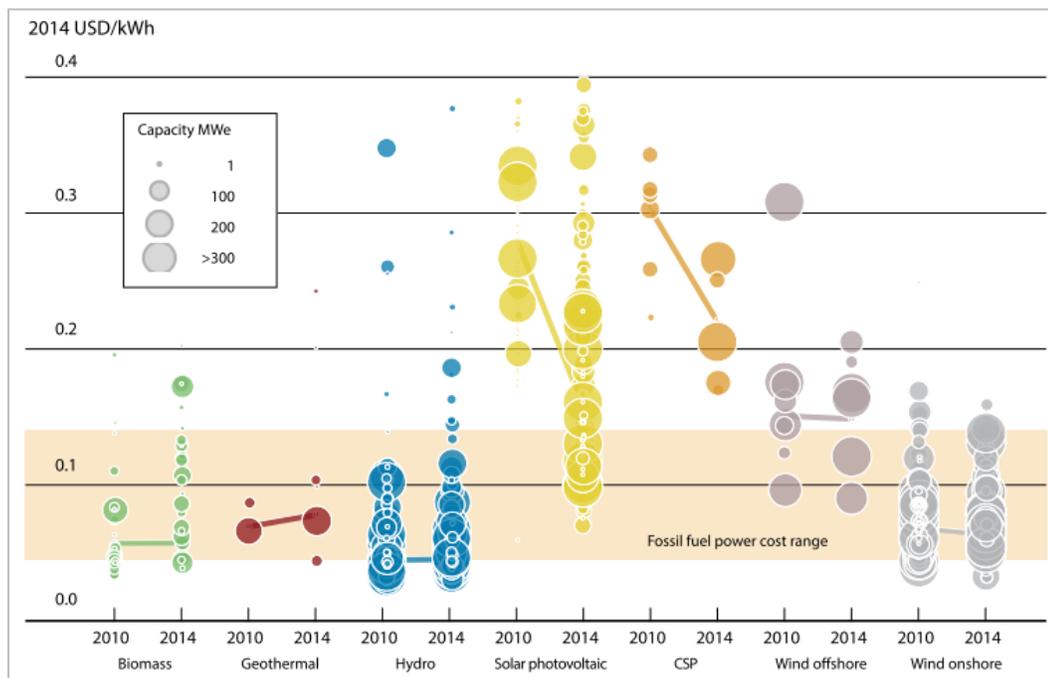
El tamaño del diámetro de los círculos corresponde al tamaño del proyecto. Los círculos centrales es el valor del costo de cada proyecto en el eje Y. El costo promedio ponderado real es 7,5% para los países miembros de la OCDE y China. Para el resto de países tal costo es de 10%.

El LCOE está medido en dólares por kilovatio hora (USD/kWh) de 2014.

La franja naranja muestra el rango promedio del LCOE para la generación eléctrica con combustibles fósiles.

Como puede observarse de la figura, el LCOE para la energía renovable por proyecto alcanza rangos muy amplios debido a factores de costos específicos por lugar (v. gr. disponibilidad de la infraestructura existente, costos de conexión a la red, niveles de salarios locales, etc.) y debido al hecho de que la calidad de la energía producida mediante recursos renovables varía de un lugar a otro. Sin embargo la mayoría de proyectos de ER que están siendo construidos en la actualidad son altamente competitivos en términos de mercado (IRENA, 2015d).

Figura 2-9: LCOE por tecnología para los años 2010 y 2014



Fuente: (IRENA, 2015d)

A continuación se realiza una breve caracterización de las ER más utilizadas alrededor del mundo en términos de su capacidad instalada: fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica (dentro de la cual se considera los sistemas de almacenamiento y bombeo (*pumped – storage*), y biomasa. Estas ER aportan en total el 97,6% de la capacidad instalada total de ER en el mundo.

Para ello se describen los procesos físicos y/o químicos que permiten la generación de electricidad mediante fuentes renovables, luego se presenta el panorama de las ER a partir de la evolución de la capacidad instalada a nivel mundial, y por último se detalla la evolución de los costos de generación de manera global y estado actual de los mismos.

2.3.1 Energía fotovoltaica

La generación de energía fotovoltaica (PV, por sus siglas en inglés) aprovecha la energía proveniente del sol, la cual es enorme comparada con las necesidades energéticas globales. La irradiación solar (la energía que el sol deposita por unidad de área que está expuesta al sol o perpendicular a él) es de 1.368 vatios por metro cuadrado (W/m^2) (IEA, 2011).

Los fotovoltaicos (PV), también denominados celdas solares, son dispositivos electrónicos que convierten la luz del sol directamente en electricidad (IRENA, 2014b) aprovechando el efecto fotovoltaico. Este fenómeno fue observado por primera vez en el año de 1893 por el físico francés Edmund Becquerel, quien notó la aparición de voltaje cuando uno de dos electrodos, en una solución conductora débil, era iluminado (SERI, 1982). *Grosso modo*, el efecto fotovoltaico consiste en lo siguiente: la luz, que es pura energía, entra en la celda PV e imparte suficiente energía a algunos electrones para liberarlos. Una barrera de potencial construida en la celda actúa sobre esos electrones para producir voltaje (también denominado fotovoltaje), el cual puede ser utilizado para conducir corriente a través de un circuito (SERI, 1982).

Existe un amplio rango de tecnologías de celdas PV en el mercado actualmente, las cuales utilizan diferentes tipos de materiales. Tales tecnologías se pueden clasificar según la generación en la cual fueron creadas.

Los sistemas PV de primera generación, los cuales son plenamente comerciales, utilizan la tecnología de paneles basados en silicio cristalino (c-Si), bien sea monocristalinos (sc-Si), multicristalinos (mc-Si) o cintas de silicio EFG. El silicio es uno de los elementos más abundantes en la corteza terrestre y es un material semiconductor adecuado para aplicaciones fotovoltaicas (IRENA, 2014b).

Los sistemas de segunda generación, los cuales son de reciente implementación en el mercado de generación PV, están basados en tecnologías de PV de películas finas y generalmente incluyen tres clases: silicio amorfo (a-Si) y microamorfo (a-Si/ μ c-Si); telurio – cadmio (CdTe); y cobre – indio – selenio (CIS) y cobre – indio – diselenio (CIGS) (IRENA, 2014b).

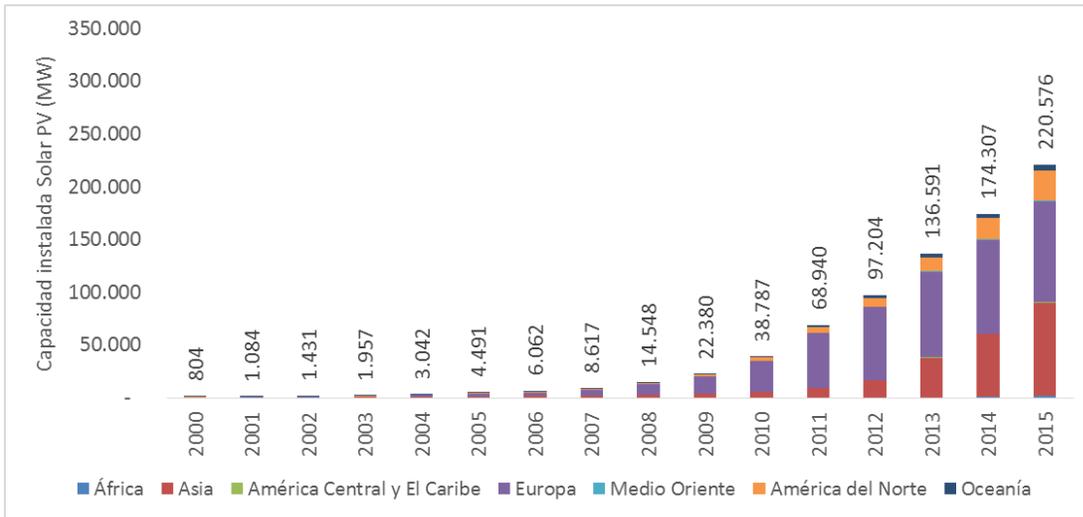
Por último, los sistemas PV de tercera generación incluyen tecnologías como celdas PV concentradas y orgánicas las cuales están todavía bajo demostración (IRENA, 2014b).

La capacidad instalada mundial de PV en el mundo ha crecido de manera significativa en los últimos años. Del año 2010 al 2015 ha crecido 471% pasando de 38.812 MW en el

año 2010 a 221.701 MW en el 2015 (IRENA, 2016a). La evolución de la capacidad instalada de PV a nivel mundial se presenta en la Figura 2-10.

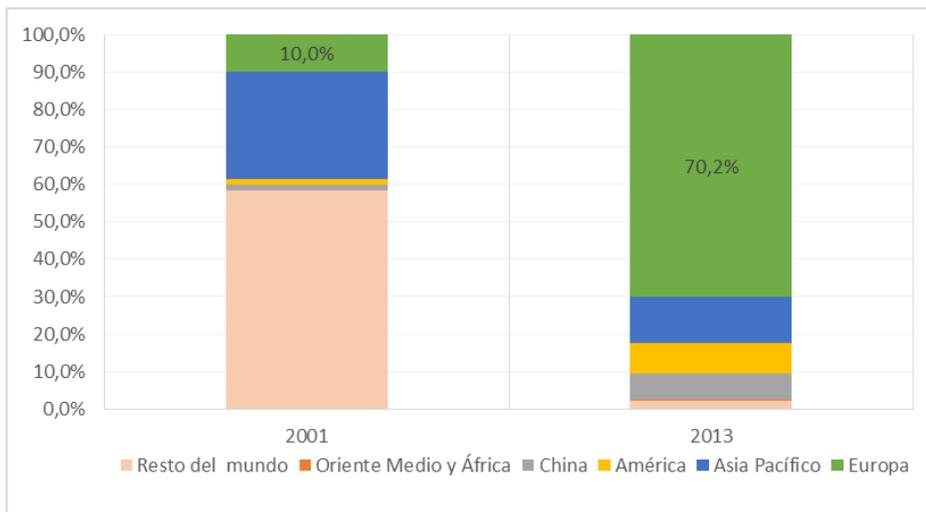
Ha sido particularmente importante el crecimiento en la generación mundial con PV que ha tenido el continente europeo. Para el año 2001 la participación de la capacidad instalada en Europa en la capacidad mundial de PV era de tan sólo el 10% y para el año 2013 su participación fue del 70% (Figura 2-11).

Figura 2-10: Capacidad instalada mundial de PV



Fuente: (IRENA, 2016a) Elaboración propia

Figura 2-11: Participación en la capacidad instalada mundial de PV



Fuente: (EPIA, 2014) Elaboración propia

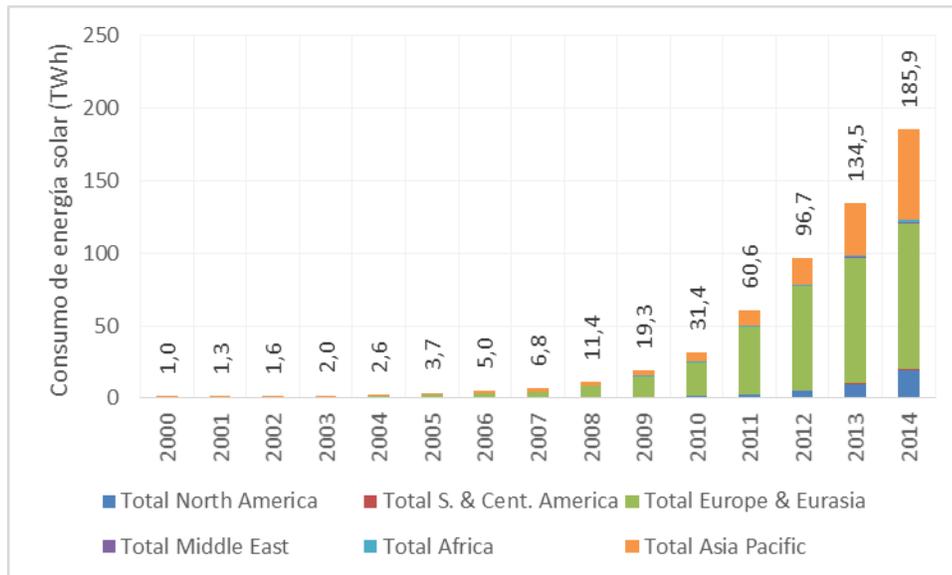
Juntos, China, Japón, los Estados Unidos, Alemania y el Reino Unido acumularon casi 28.3 GW instalados para el año 2013, aproximadamente tres cuartos del mercado mundial (EPIA, 2014).

En el año 2014 China instaló 10,6 GW de PV, Japón 9,7 MW y Estados Unidos 6,2 GW, constituyéndose en los primeros tres países del ranking de capacidad instalada anual de PV mundial. Alemania al mismo año tenía una capacidad instalada acumulada de PV de 38,2 GW, China 28,1 GW y Japón 23,3 GW, siendo los países con mayor capacidad instalada de PV a nivel mundial (IEA, 2015b).

El consumo mundial de energía solar pasó de 1,02 TWh-año en el año 2000 a 185,9 TWh-año en el 2014, lo que implica un crecimiento en este lapso de 17.972% (BP, 2016).

El crecimiento del consumo de energía solar fotovoltaica a nivel mundial se presenta en la Figura 2-12.

Figura 2-12: Consumo de energía solar en el mundo por regiones



Fuente: (BP, 2016) Elaboración propia

Como puede observarse en la figura anterior, el crecimiento del consumo de energía solar en Europa y Asia ha sido significativo. En Europa el consumo de energía solar en el año 2005 era de apenas 1,51 TWh, y para el año 2014 fue de 100 TWh. Asimismo el crecimiento del consumo de energía solar en el continente asiático ha sido importante: en el año 2005 representaba 1,55 TWh y para el año 2014 tal cifra ascendía a 62,55 TWh. Los niveles de precios de los módulos PV en el año 2014 son aproximadamente 75% más bajos que los niveles registrados a finales del año 2009. Entre el año 2010 y 2014

los costos totales instalados, a escala de servicio públicos (*utility scale*) han caído de 29% a 65%, dependiendo de la región (IRENA, 2015d).

El costo del LCOE para PV a escala de servicios públicos en China y Norte América – los dos mercados más grandes en términos de consumo energético – y en Sur América, ha caído al rango de los costos de electricidad generada mediante combustibles fósiles. Para proyectos PV a escala de servicios públicos instalados entre 2013 y 2014, el costo promedio del LCOE por región varía entre USD 0,11/kWh y USD 0,12/kWh (en Sur América y Norte América respectivamente) a USD 0,31/kWh (en Centro América y el Caribe) (IRENA, 2015d).

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), el LCOE⁵ para la electricidad PV a gran escala, utilizando una tasa de descuento de 10%, está entre USD 0,103/kWh en los Estados Unidos y USD 0,29/kWh en Japón (IEA, 2015a).

2.3.2 Energía eólica

El viento es una forma de energía solar y es el resultado del calentamiento desigual de la atmósfera por el sol, las irregularidades de la superficie terrestre y la rotación de la tierra (U.S. Department of Energy, 2016).

El término “energía eólica” describe el proceso mediante el cual el viento es usado para generar energía mecánica o electricidad. Las turbinas eólicas convierten la energía cinética del viento en energía mecánica. Tal energía mecánica puede ser utilizada para realizar tareas específicas (como el bombeo de agua o moler grano) o un generador puede convertir esta energía mecánica en electricidad para ser suministrada a diferentes tipos de consumidores (hogares, industrias, etc.) (Wind Energy EIS, 2016).

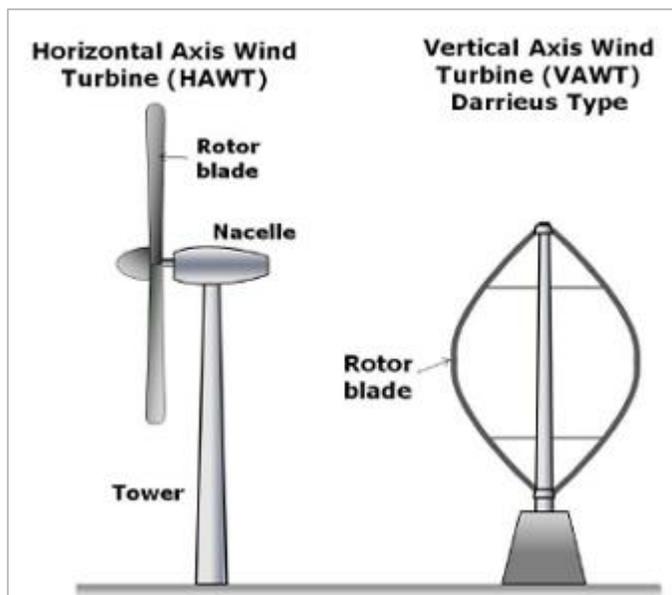
Las turbinas eólicas giran por el viento en movimiento y potencian un generador eléctrico que suministra una corriente eléctrica. Las turbinas modernas puede agruparse en dos tipos: la variedad de eje horizontal (HAWT por sus siglas en inglés) las más comunes y parecidas a aquellos molinos de viento utilizados para bombear agua, y de eje vertical (VAWT por sus siglas en inglés). La mayoría de las grandes turbinas eólicas modernas son de eje horizontal. (Wind Energy EIS, 2016).

⁵ A costos *overnight*, es decir, sin contemplar los intereses de construcción.

Las turbinas eólicas de eje horizontal pueden ser clasificadas por sus características técnicas, a saber: la colocación del rotor; el número de aspas; el sistema de regulación de salida del generador; la conexión del cubo al rotor; diseño del engranaje (*gearbox*); la velocidad rotacional del rotor para mantener una frecuencia constante; y la capacidad de la turbina eólica (IRENA, 2012b)

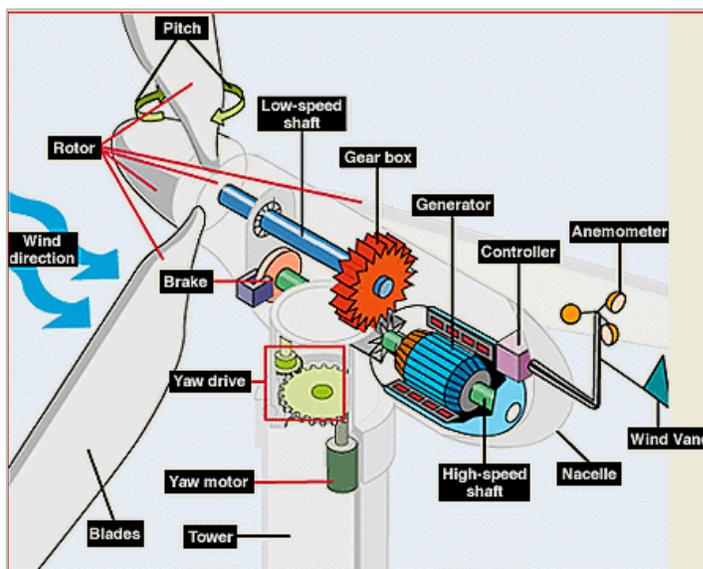
En la Figura 2-13 se presenta la configuración básica de las turbinas de eje horizontal (HAWT) y vertical (VAWT). Los componentes de una turbina eólica de eje horizontal se presentan en la Figura 2-14.

Figura 2-13: Tipos de turbinas eólicas



Fuente: (University of Boston, 2016)

Figura 2-14: Componentes de turbina eólica de eje horizontal



Fuente: (University of Boston, 2016).

La capacidad de generación de las turbinas eólicas está determinada por la capacidad de la turbina (medida en kW o en MW), la velocidad del viento, la altura de la turbina y el diámetro de los rotores (IRENA, 2012b).

Las turbinas eólicas pueden ser construidas en tierra (*onshore*) o en grandes cuerpos de agua como océanos y lagos (*offshore*) (U.S. Department of Energy, 2016).

El tamaño promedio de las turbinas eólicas actuales conectadas a la red es de aproximadamente 1.16 MW. La mayoría de los proyectos actuales usan turbinas entre 2 MW y 3 MW. Incluso existen modelos con mayor potencia instalada, como los REPower's de 5 MW, los cuales han estado en el mercado desde hace 7 años. Cuando las turbinas eólicas son agrupadas se denominan "parques eólicos". Los parques eólicos están conformados por las turbinas como tales, vías de acceso, obras civiles y puntos de conexión a la red (si los hay) (IRENA, 2012b).

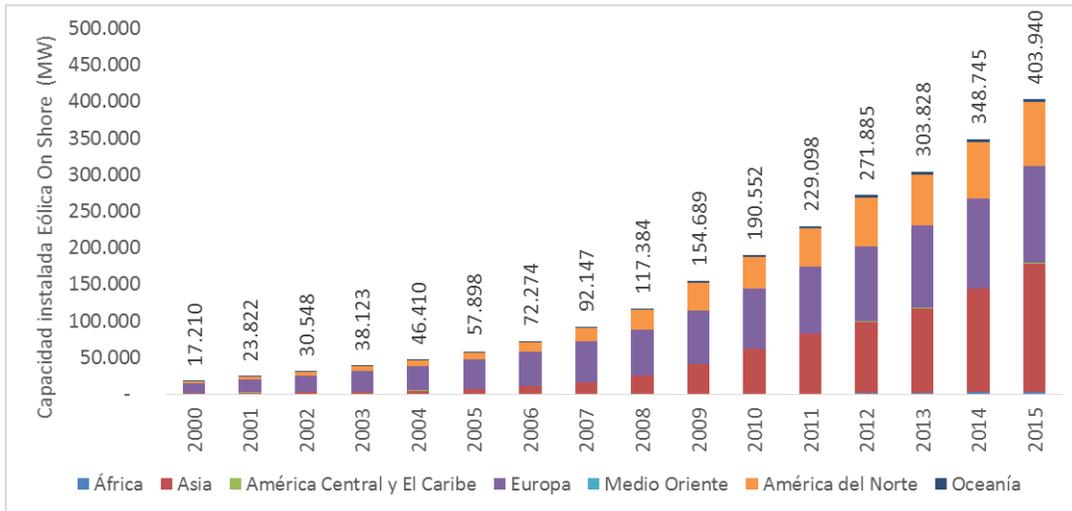
En la Figura 2-15 se presenta la fotografía de un parque eólico.

Figura 2-15: Fotografía de un parque eólico



Fuente: (Clean Green Renewable Energy, 2016)

La capacidad instalada de energía eólica *onshore* en el mundo ha crecido 116% en los últimos años, pasando de 191.751 MW en el año 2010 a 414.920 MW. En la Figura 2-16 se presenta la evolución de la capacidad instalada en sistemas de generación eólica *onshore*.

Figura 2-16: Capacidad instalada mundial eólica *onshore*

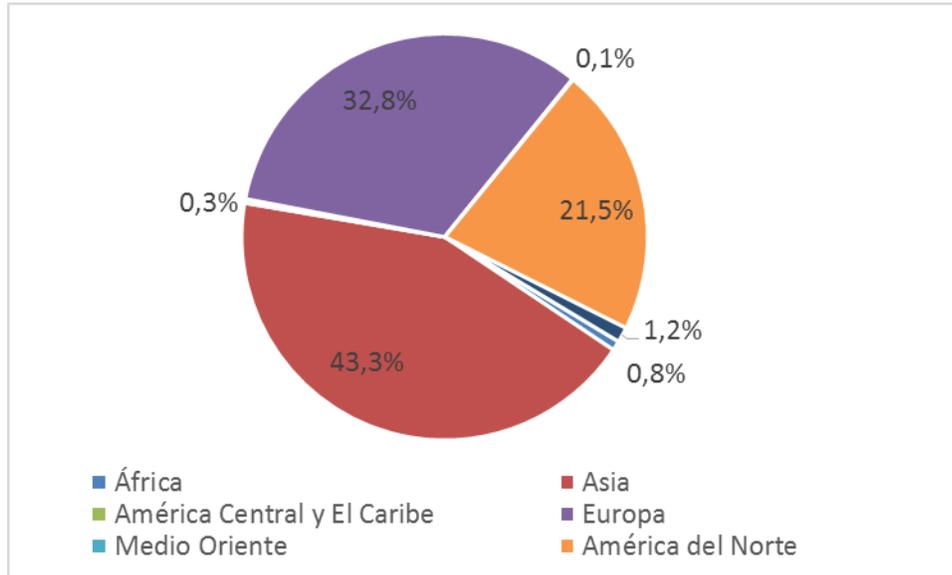
Fuente: (IRENA, 2016a) Elaboración propia

La participación de las regiones de Asia, Europa y Norteamérica en la capacidad instalada eólica *onshore* para el año 2015 fue de 42,1%, 32% y 20,9% respectivamente, representando prácticamente la totalidad de este tipo de tecnología de generación con ER (ver Figura 2-17).

Por su parte la capacidad instalada de sistemas eólicos *offshore* a nivel mundial ha crecido 281% en los últimos años. Para el año 2010 la capacidad instalada de este tipo de tecnología llegó a los 3.193 MW, y en el 2015 alcanzó los 12.161 MW. Europa es la región del mundo en donde más se produce energía eólica con tecnología *offshore*. En la Figura 2-18 se presenta la evolución de la capacidad instalada a nivel mundial, en donde sólo Asia y Europa poseen este tipo de tecnología a escala de servicios públicos.

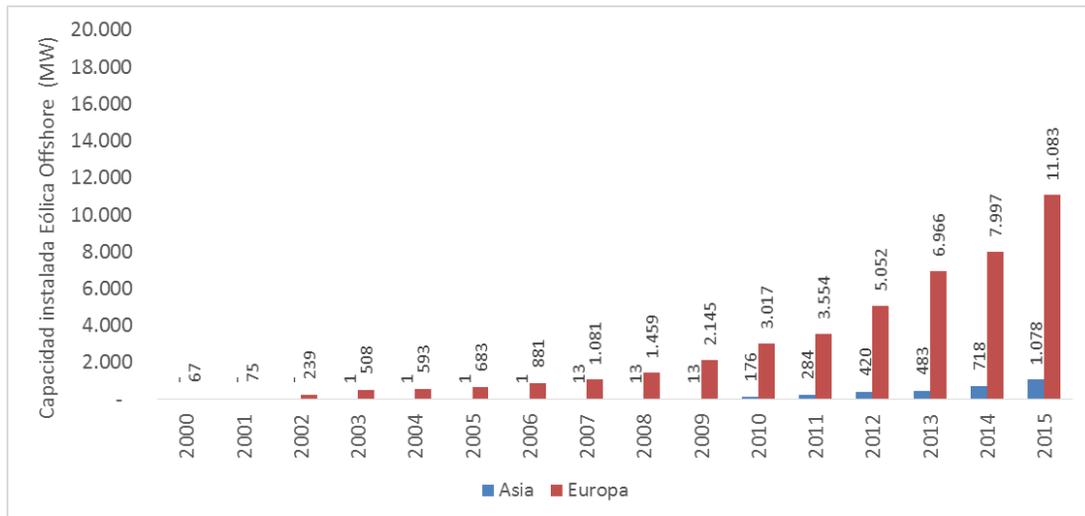
Para el año 2015, la participación del continente europeo en la capacidad instalada mundial de tecnología eólica *offshore* fue del 91,1%, mientras que el 8,9% restante lo aporta el continente asiático.

Figura 2-17: Distribución de la capacidad instalada mundial eólica *onshore* 2015



Fuente: (IRENA, 2016a) Elaboración propia

Figura 2-18: Capacidad instalada mundial eólica *offshore*

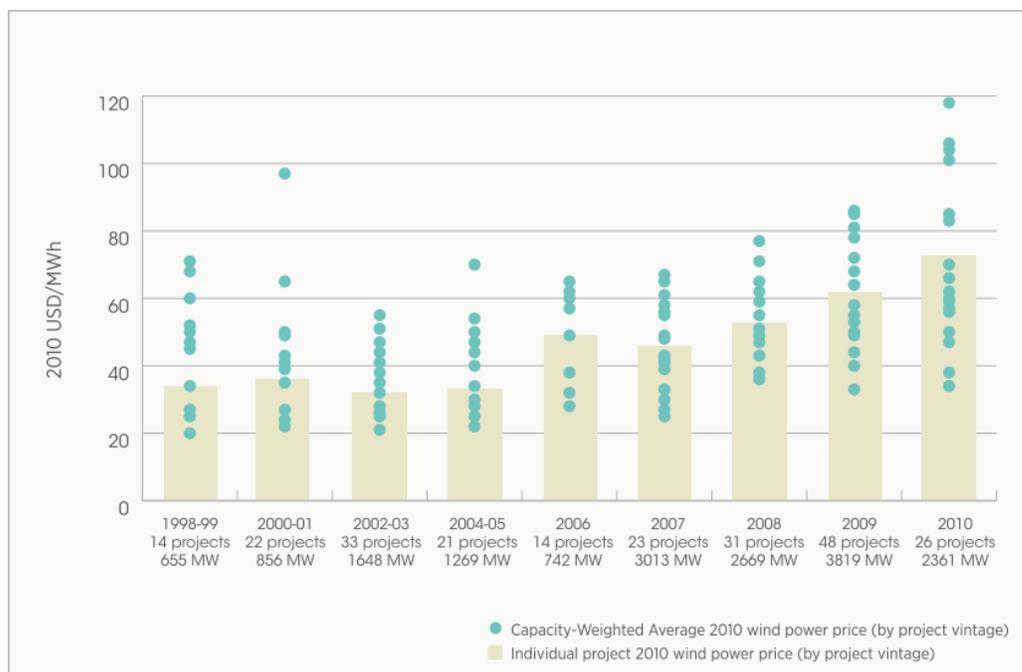


Fuente: (IRENA, 2016a) Elaboración propia

Los costos de la energía eólica *onshore* han caído de manera sostenida desde que los primeros parques eólicos fueron construidos. En los Estados Unidos, el costo de la electricidad generada por turbinas eólicas bajó de USD 0,30/kWh en 1984 a USD 0,055/kWh en 2005 en los Estados Unidos. En Europa el LCEO de la electricidad eólica *onshore* disminuyó 40% desde 1987 a 2006 para parques eólicos en sitios costeros con un buen nivel de vientos (IRENA, 2012b).

Sin embargo las restricciones de la cadena de suministro y el crecimiento de la demanda han producido un incremento en los costos de las turbinas eólicas desde el año 2006, resultando en un incremento del LCOE de la energía eólica *onshore* entre los años 2005 y 2010, a pesar de las mejoras en los factores de capacidad (IRENA, 2012b). La Figura 2-19 muestra la evolución del *precio promedio ponderado por capacidad* de la electricidad generada por proyectos eólicos *onshore* en los Estados Unidos a dólares del año 2010.

Figura 2-19: Evolución del precio de electricidad eólica *onshore* en Estados Unidos



Fuente: (IRENA, 2012b)

Análisis recientes estiman el LCOE de la electricidad de proyectos eólicos *onshore* se encuentran entre los USD 0,06/kWh y USD 0,11/kWh (IRENA, 2012b).

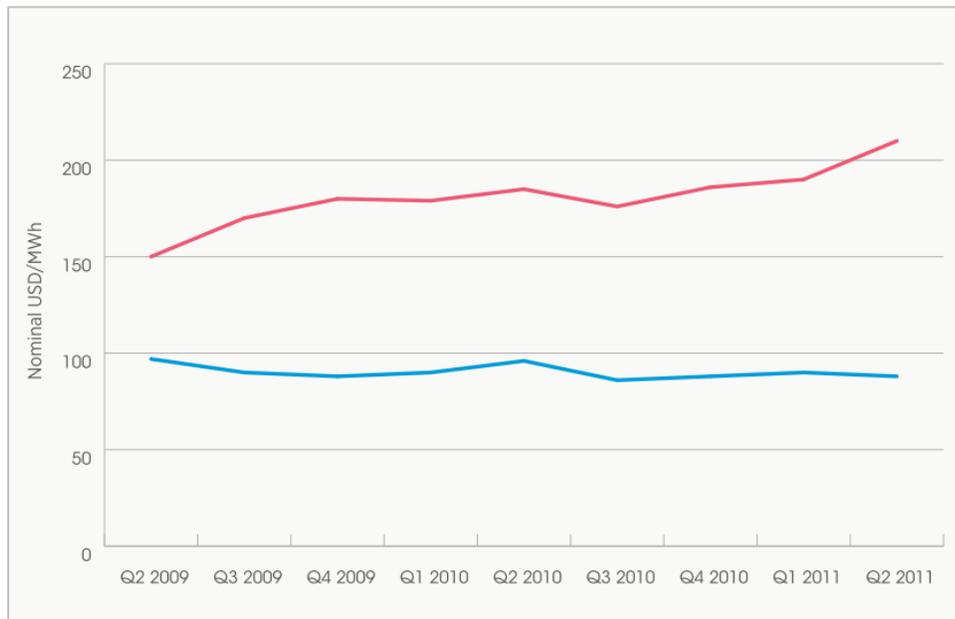
Estudios realizados en los años 2014 – 2015, muestran que el LCOE⁶ de la electricidad eólica *onshore*, a una tasa de descuento de 10%, está entre USD 0,052/kWh en los Estados Unidos, y USD 0,223/kWh en Japón (IEA, 2015a).

⁶ A costos *overnight*. Los cálculos del LCOE se ven afectados si se contemplan restricciones adicionales como impuestos o incentivos de mercado. El LCOE se calcula mediante el método del flujo de caja descontado (DCF por sus siglas en inglés).

Los mejores proyectos eólicos *onshore* alrededor del mundo están entregando energía de manera consistente por USD 0,05/kWh sin soporte financiero (IRENA, 2015d).

El LCOE de la electricidad *offshore* difiere de manera significativa con la de la eólica *onshore*. Mientras que el costo de la electricidad eólica *onshore* ha disminuido gradualmente, cayendo 9% desde el año 2009, el LCOE asociado a la eólica *offshore* se ha incrementado (IRENA, 2012b).

Figura 2-20: Evolución del LCOE para electricidad eólica



Fuente: (IRENA, 2012b)

En la Figura 2-20 se presenta la evolución del LCOE para ambos tipos de proyectos eólicos (*onshore* en azul y *offshore* en rojo) entre el año 2009 y 2011. En ésta se aprecia la diferencia de precios de generación y la tendencia creciente del costo de la electricidad eólica *offshore*.

2.3.3 Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica es una tecnología simple y madura. Desde el siglo XIX la energía cinética de caídas de cuerpos de agua ha sido utilizada para generar electricidad.

El potencial energético de un cuerpo de agua, el cual está determinado por su caída y por su caudal (cantidad de agua por unidad de tiempo), es convertido en energía cinética que hace girar una turbina. La rotación de la turbina gira imanes eléctricos que generan corriente en las bobinas estacionarias de alambre. Finalmente, la corriente se conduce a través de un transformador, donde se aumenta la tensión para la transmisión de larga distancia a través de líneas eléctricas (USGS, 2016).

Existen tres tipos de configuraciones principales⁷ de plantas hidroeléctricas: i) la configuración conformada por presas que crean embalses de agua; ii) esquemas de filo de agua, que no poseen presas; y iii) almacenamiento y bombeo (*pumped – storage*) (IHA, 2016).

Las centrales con presa pueden dividirse en dos grupos: aquellas con presas pequeñas y capacidad de regulación diaria, y centrales con grandes presas con almacenamiento estacional. Las centrales pequeñas usualmente se construyen con el esquema de filo de agua, la cual es una opción amigable con el medio ambiente, pues evita los daños ambientales derivados de la inundación de importantes extensiones de tierra y además no interfiere de manera significativa con el flujo natural del río (IRENA, 2015b).

En la Figura 2-21 se presenta la configuración típica de una central hidroeléctrica con presa.

Según este esquema, el agua liberada desde el embalse por la entrada de la presa, con una altura determinada, que tiene una energía potencial, fluye a través de un tubo o túnel a una turbina. La energía potencial del agua se convierte en energía cinética y hace girar la pala de una turbina, que activa un generador para producir electricidad (IRENA, 2015b).

En la Figura 2-22 se presenta la configuración esquemática de una central hidroeléctrica filo de agua.

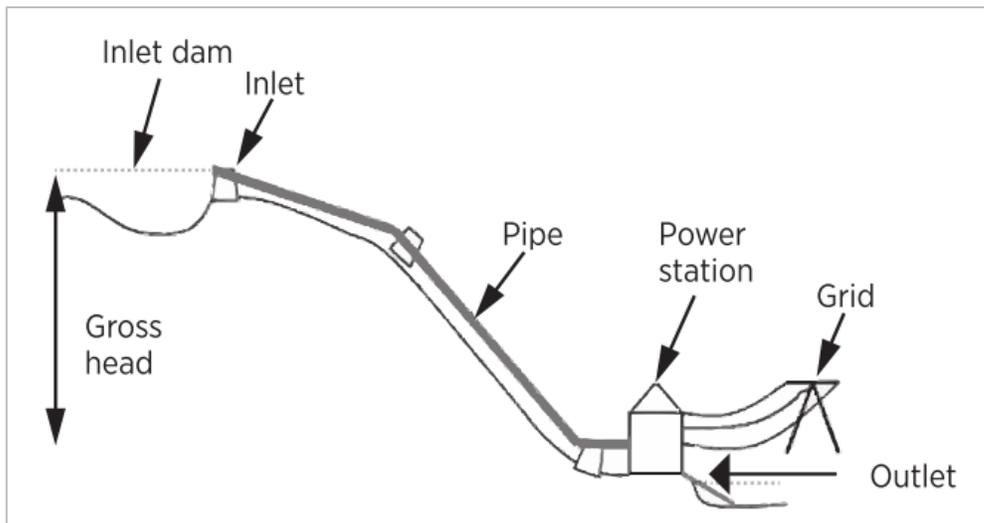
En el esquema típico de una central filo de agua, el agua es desviada del río mediante túneles de desviación y conducida a través de una conducción a presión, lo que le da la velocidad suficiente para hacer girar las turbinas que a su vez transforman la energía cinética en electricidad. El agua que sale de la casa de máquinas (donde se encuentran

⁷ De hecho existe un cuarto tipo de configuración de plantas hidroeléctricas denominadas *offshore*, que crean diferenciales de altura de manera artificial para generar electricidad. Debido a su baja representatividad en la capacidad instalada total de generación hidroeléctrica no se considera en este trabajo.

alojadas las turbinas) es devuelta de nuevo al cauce del río sin alterar los niveles de flujo de agua existentes.

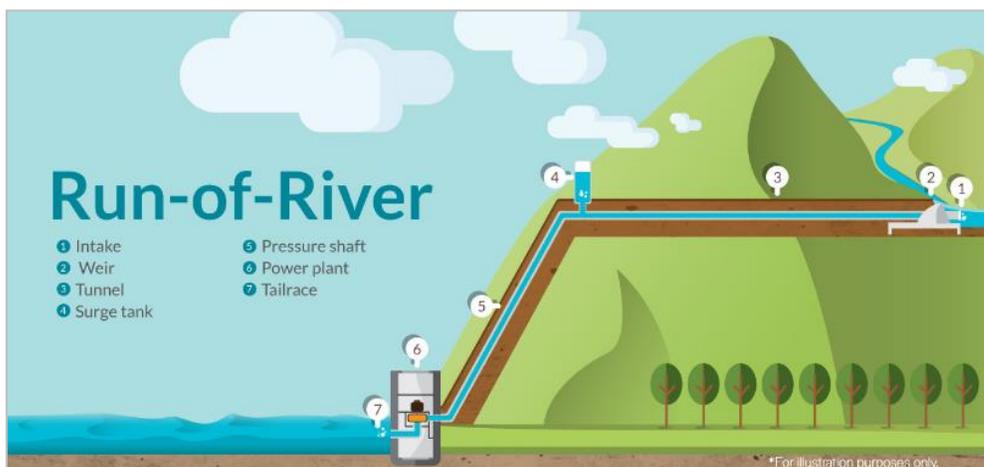
Las centrales de almacenamiento y bombeo (*pumped – storage*), como su nombre lo indica, almacenan energía en forma de agua en un embalse ubicado en un nivel superior, la cual es bombeada desde otro embalse en un nivel inferior.

Figura 2-21: Esquema genérico de una planta hidroeléctrica con presa



Fuente: (IRENA, 2015b)

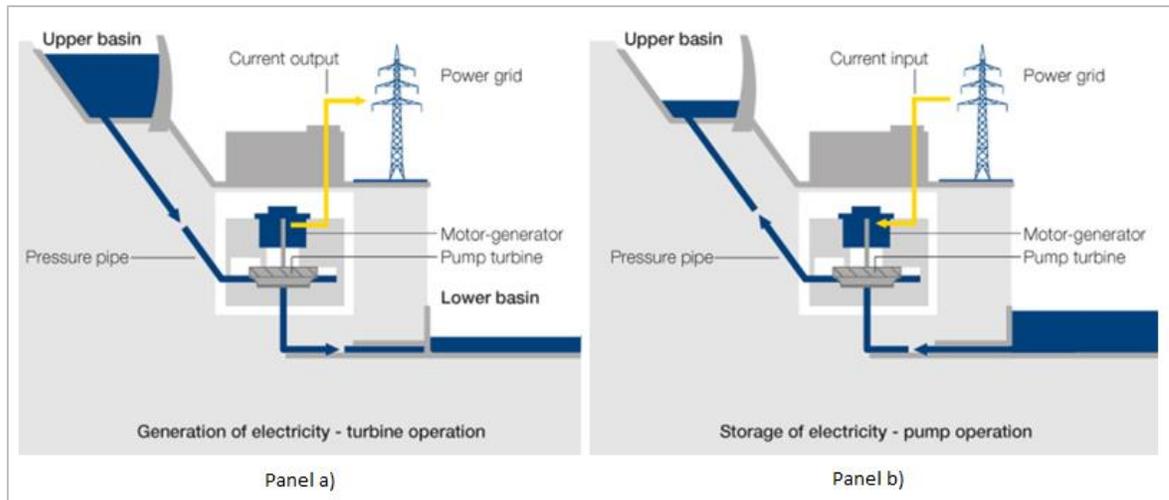
Figura 2-22: Esquema genérico de una planta hidroeléctrica filo de agua



Fuente: (COHECO, 2016)

El funcionamiento de una central hidroeléctrica de almacenamiento y bombeo se presenta en la Figura 2-23.

Figura 2-23: Esquema genérico de una planta hidroeléctrica de almacenamiento y bombeo



Fuente: (HEA, 2016)

En el panel a) se presenta la generación de electricidad a partir de la liberación del agua del embalse superior, que es conducida a través de la tubería a presión hacia las turbinas y depositada posteriormente en el embalse del nivel inferior, entregando la electricidad a la red eléctrica. La generación de electricidad se produce cuando hay presiones de demanda en la red y los precios de la electricidad son altos. Cuando los precios de la electricidad son bajos, la central bombea el agua del embalse del nivel inferior hacia el embalse del nivel superior mediante las turbinas de bombeo y utilizando la electricidad de la red eléctrica, como se muestra en el panel b) de la Figura.

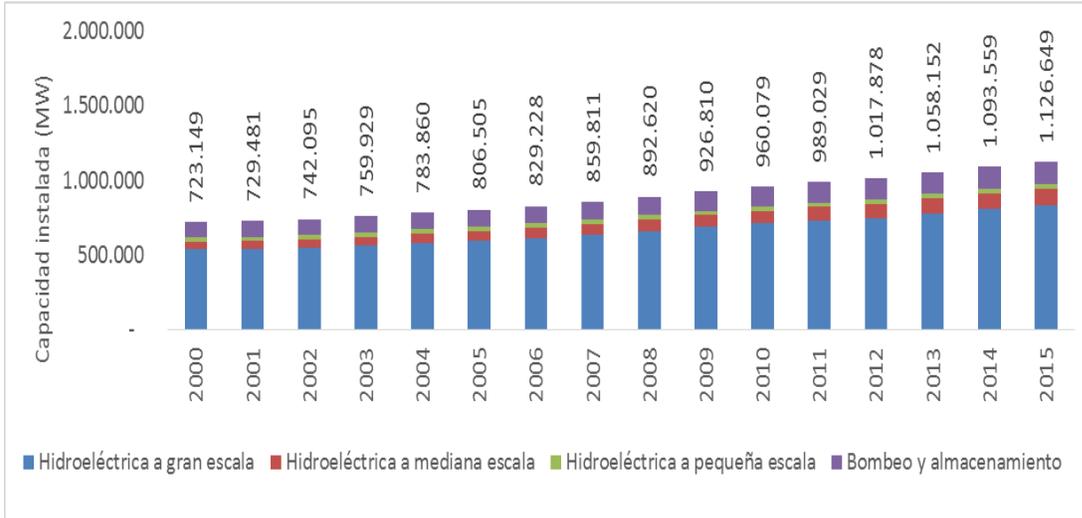
La capacidad instalada de las plantas hidroeléctricas a nivel mundial ha crecido 57%, pasando de 723 GW en el año 2000 a 1.126 GW en el 2015 (IRENA, 2016a).

En la Figura 2-24 se presenta la evolución de la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas alrededor del mundo⁸.

En el año 2015 la capacidad instalada hidroeléctrica a gran escala representó el 74% de la capacidad instalada total mediante este tipo de tecnología (ver Figura 2-25).

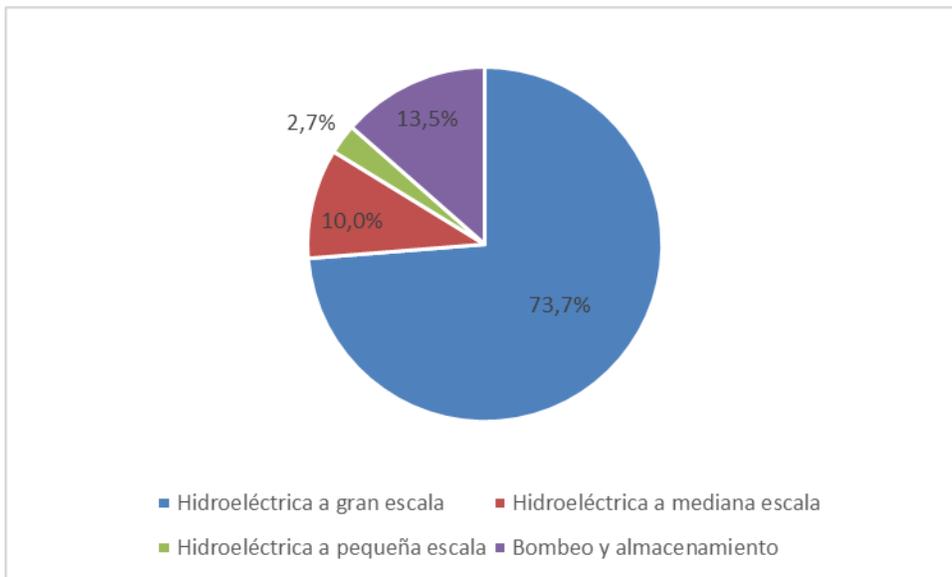
⁸ La capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas a gran escala, mediana escala y pequeña escala son, respectivamente, hasta 1 MW, de 1 MW hasta 10 MW, y de 10 MW en adelante.

Figura 2-24: Capacidad instalada mundial hidroeléctrica por tipo



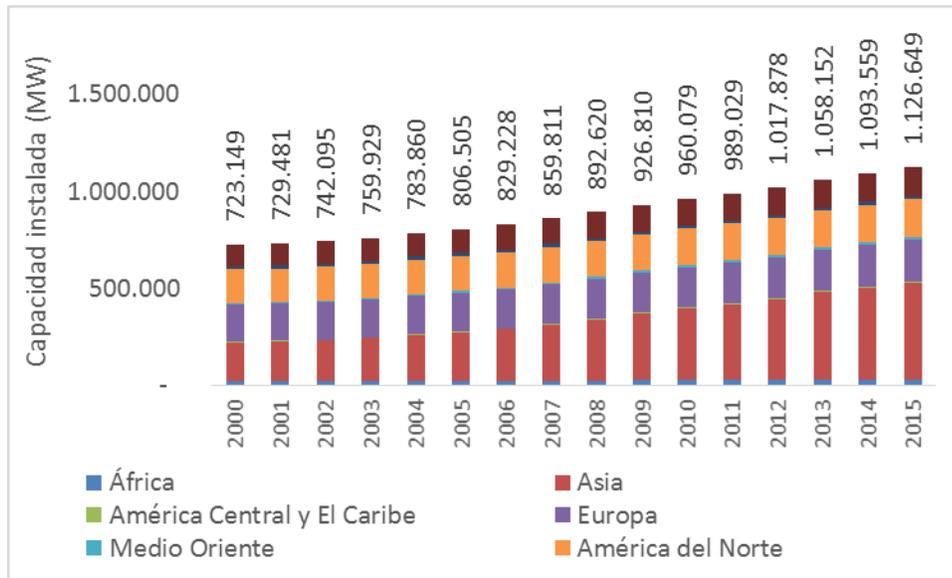
Fuente: (IRENA, 2016a) Elaboración propia

Figura 2-25: Distribución de la capacidad instalada mundial hidroeléctrica por tipo



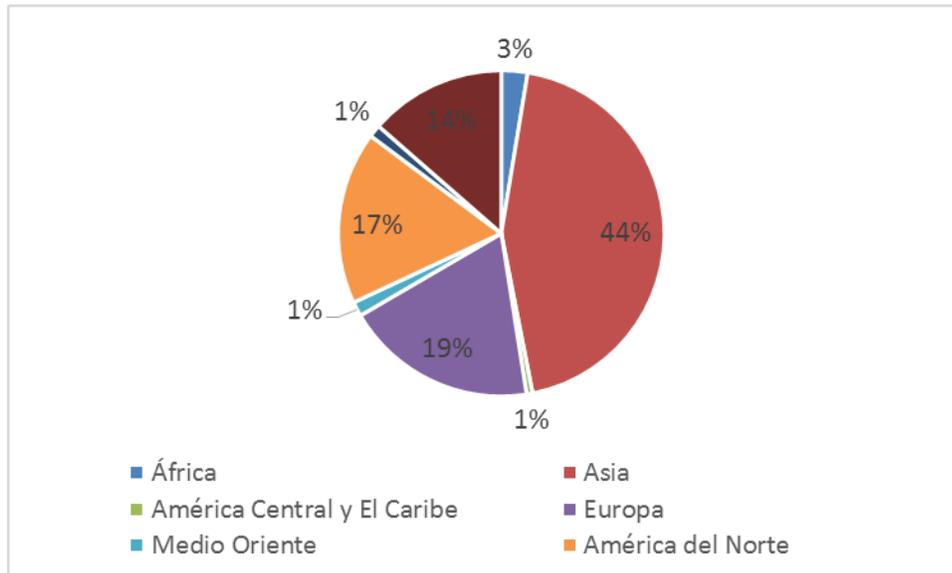
Fuente: (IRENA, 2016a) Elaboración propia

Figura 2-26: Capacidad instalada mundial hidroeléctrica por región



Fuente: (IRENA, 2016a) Elaboración propia

Figura 2-27: Distribución de la capacidad instalada mundial hidroeléctrica por región



Fuente: (IRENA, 2016a) Elaboración propia

En la Figura 2-26 se presenta el crecimiento de la capacidad instalada total hidroeléctrica en el mundo por regiones. El continente asiático aumentó su capacidad instalada 152% entre los años 200 y 2015 pasando de 197,8 GW a 499,3 GW, constituyéndose en la región en donde se han presentado las mayores inversiones en este tipo de tecnología.

Para el año 2015, Asia representó el 44% de la capacidad instalada mundial hidroeléctrica, seguida por Europa con 19%, Norte América con 17% y Sur América con 14%, tal como se presenta en la Figura 2-27.

Al ser una tecnología madura, la hidroelectricidad presenta costos de generación bastante estables desde el año 2010. Sin embargo, cuando existe potencial de generación en donde no se han aprovechado los recursos económicos, este tipo de tecnología madura (dentro de las cuales también se incluyen la generación a partir de biomasa y generación geotérmica) pueden proporcionar algunos de la electricidad más barata de cualquier fuente (IRENA, 2014a).

Los niveles típicos del LCEO para este tipo de tecnología se encuentran entre USD 0,02/kWh y USD 0,19/kWh para hidroeléctricas de gran escala, de USD 0,02/kWh y USD 0,10/kWh, para hidroeléctricas de pequeña escala, y USD 0,27/kWh o más para plantas muy pequeñas (IRENA, 2015b).

Sin embargo, es de anotar que existe una clara dicotomía para la tecnología hidroeléctrica entre regiones con recursos económicos inexplorados y aquellas donde ya se han explotado prácticamente por completo. Asia, África y Sur América pueden experimentar, en promedio, LCOEs para proyectos hidroeléctricos entre USD 0,04/kWh y USD 0,05/kWh. En contraste, regiones que han explotado la mayoría de sus recursos económicos, los rangos para el LCOE promedio ponderado se encuentra entre USD 0,99/kWh y USD 0,10/kWh (por ejemplo en Europa, Eurasia, Norte América y Oceanía (IRENA, 2014a).

2.3.4 Biomasa⁹

La biomasa es el material biológico derivado de organismo vivientes, o recientemente vivos. En el contexto de la generación eléctrica, se entiende por biomasa principalmente

⁹ Se asume aquí la biomasa sólida.

el material vegetal, sin embargo la biomasa puede aplicarse tanto al material animal como al vegetal (Biomass Energy Centre, 2016).

En términos químicos, la biomasa está basada en carbono y está compuesta por un conglomerado de moléculas orgánicas que contienen hidrógeno, usualmente incluyen átomos de oxígeno, a menudo átomos de nitrógeno, y también pequeñas cantidades de otros átomos como alcalinos y metales pesados (Biomass Energy Centre, 2016).

Existen tres componentes claves en el proceso de obtención de energía a partir de la biomasa (IRENA, 2012a):

El primer componente hace referencia a las materias primas de la biomasa. Éstas vienen en múltiples formas y tienen propiedades diferentes que influyen en su uso para la generación de calor y/o electricidad (IRENA, 2012a).

Pueden distinguirse 5 fuentes de materia prima para biomasa: madera virgen proveniente de la silvicultura, las actividades de arboricultura o de transformación de la madera; cultivos energéticos de alto rendimiento que se cultivan específicamente para aplicaciones de energía; residuos agrícolas, constituidos principalmente por los residuos de cosecha y el procesamiento de la agricultura; desperdicios de alimentos, desde comida y bebida fabricación, preparación y procesamiento, y los residuos post-consumo; y residuos industriales y co-productos de la fabricación y los procesos industriales (Biomass Energy Centre, 2016).

El segundo componente es la conversión de la biomasa. Este es el proceso por el cual las materias primas de biomasa son transformadas en forma de energía que será utilizada para generar calor y/o electricidad. Los procesos de conversión de la materia prima de biomasa pueden ser termo-químicos y bio-químicos.

Dentro de los procesos termo-químicos se encuentran:

- **Combustión:** El ciclo usado es el ciclo de Rankine con biomasa quemada (oxidada) en una caldera de alta presión para generar vapor. El escape de la turbina de vapor o bien puede ser totalmente condensado para producir energía o ser utilizado parcial o totalmente para otra actividad calefacción útil.
- **Gasificación:** La gasificación se consigue mediante la combustión parcial de la biomasa en un ambiente bajo en oxígeno, lo que conduce a la liberación de un producto gaseoso (gas pobre y gas de síntesis). El gas resultante es una mezcla de monóxido de carbono, agua, CO₂, alquitrán e hidrógeno, y puede ser utilizado en motores de combustión, microturbinas, células de combustible o turbinas de gas.

- Pirólisis: es un subconjunto de los sistemas de gasificación. En la pirólisis, la combustión parcial se detiene a una temperatura más baja (450°C a 600 °C), lo que resulta en la creación de un bio-aceite líquido, así como productos gaseosos y sólidos. El aceite de pirólisis se puede utilizar como combustible para generar electricidad.

Procesos bio-químicos:

Digestión anaeróbica: es un proceso que tiene lugar en casi cualquier material biológico que se desintegra y se ve favorecida por las condiciones calientes, húmedas y sin ventilación. El gas resultante se compone principalmente de metano y dióxido de carbono y se conoce como biogás. El biogás puede ser utilizado, después de la limpieza, en los motores de combustión interna, microturbinas, turbinas de gas, pilas de combustible y motores Stirling (IRENA, 2012a).

El tercer componente son las tecnologías de generación eléctrica. Existe un gran rango disponible de tecnologías probadas de generación de electricidad que pueden usar biomasa como combustible de entrada.

La combustión directa de biomasa para generación de electricidad es una tecnología madura y comercialmente disponible que se puede aplicar en una amplia gama de escalas desde unos pocos MW a 100 MW o más y es la forma más común de generación de energía de biomasa. En todo el mundo, más del 90% de la biomasa que se utiliza para los propósitos de energía pasa a través de la ruta de combustión (IRENA, 2012a).

Hay dos componentes principales de una planta de combustión de biomasa: 1) la caldera de biomasa que produce vapor; y 2) la turbina de vapor, que luego se utiliza para generar electricidad.

Las dos configuraciones más comunes de calderas de combustión son las calderas fogonero (*stoker*) y las calderas de lecho fluidizado.

Las calderas tipo fogón queman el combustible en una parrilla, produciendo gases de combustión calientes que se utilizan para producir vapor. La ceniza del combustible quemado se retira continuamente por la rejilla fija o en movimiento.

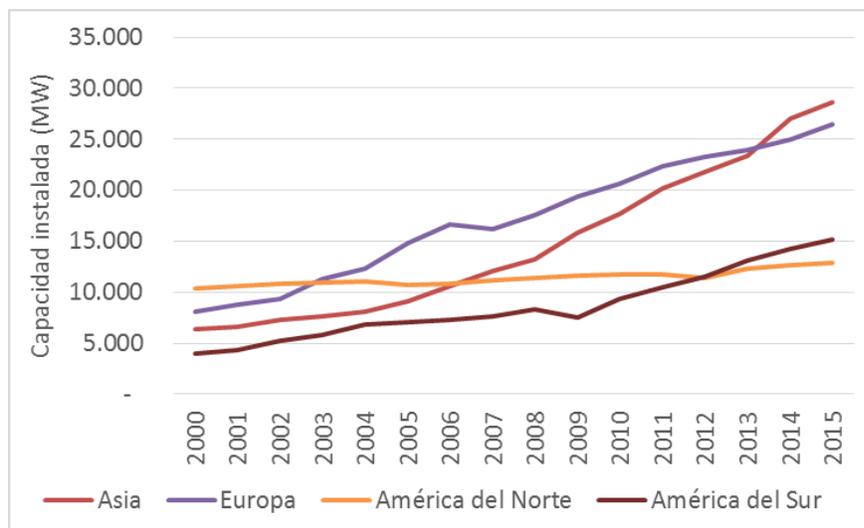
Las calderas de lecho fluidizado suspenden combustibles soplando chorros de aire hacia arriba durante el proceso de combustión. Se clasifican como unidades atmosféricas o presurizadas. Las calderas de lecho fluidizado atmosféricas se dividen además en lecho

de burbujeo y unidades de lecho circulante; la diferencia fundamental entre el lecho de burbujeo y calderas de lecho circulante es la velocidad de fluidificación (mayor para la circulación). Las calderas de lecho fluidizado circulante (CFB) separan y capturan los combustibles sólidos arrastrados en el gas de escape de alta velocidad y los devuelve a la cama para una combustión completa (IRENA, 2012a).

La capacidad instalada de biomasa para generación de electricidad tuvo un crecimiento de 180% entre los años 2000 y 2015, pasando de 31.179 MW a 87.297 MW. La Figura 2-28 presenta la evolución de la capacidad instalada por regiones de la tecnología que aprovecha la biomasa para generación de electricidad.

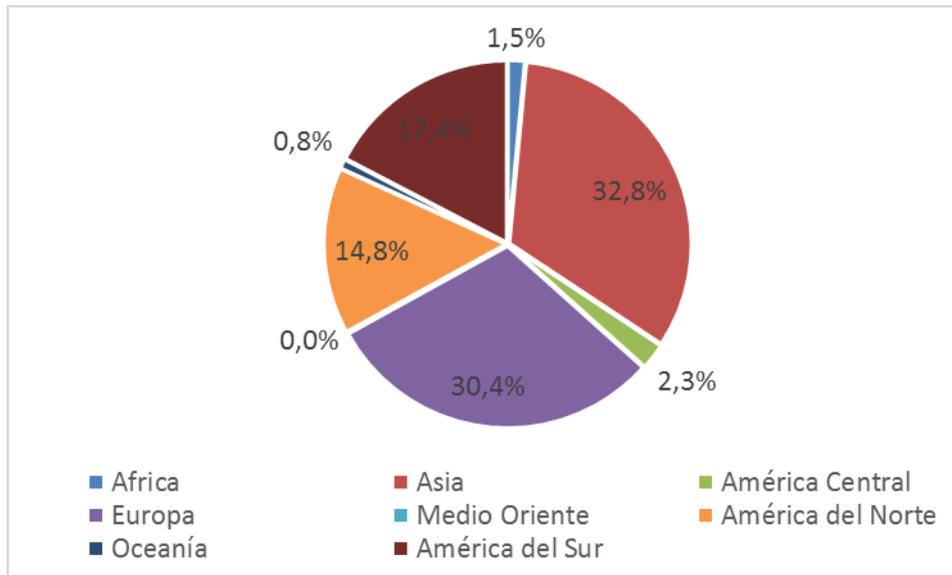
Asia participa con el 32,8% de la capacidad mundial instalada de biomasa, seguida por Europa con 30,4%, Sur América con 17,4% y Norte América con 14,8% (ver Figura 2-29).

Figura 2-28: Capacidad instalada mundial a partir de biomasa por región



Fuente: (IRENA, 2016a) Elaboración propia

Figura 2-29: Distribución de la capacidad instalada mundial a partir de biomasa por región



Fuente: (IRENA, 2016a) Elaboración propia

Es particularmente llamativo el crecimiento de la capacidad instalada de biomasa en Asia. En el año 2000, ésta era inferior a la reportada por Europa y Norte y Sur América, con 6.376, y para el año 2015 reportó 28.656 MW, siendo la región con la mayor capacidad instalada de biomasa en el mundo. Europa también muestra un crecimiento notable para este tipo de tecnología, pasando de 8.120 MW en el año 2000 a 26.497 MW en el 2015.

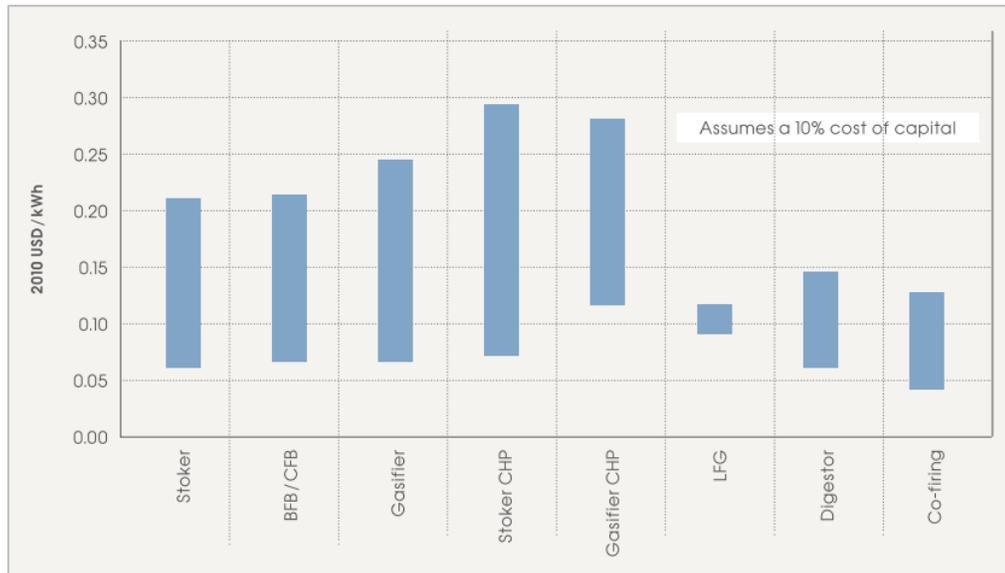
Los costos de producción de electricidad a partir de biomasa dependen del tipo de tecnología que se utilice, por tanto el rango es amplio, variando de un LCOE¹⁰ de menos de USD 0,05/kWh a más de USD 0,30/kWh. En la Figura 2-30 se presenta el LCOE de la generación eléctrica a partir de biomasa dependiendo de la tecnología utilizada.

La biomasa puede proveer electricidad despachable de base de carga (*base load*) a costos bastante competitivos. El LCOE regional ponderado para biomasa en India se

¹⁰ Asumiendo una tasa de descuento del 10%.

encuentra en USD 0,04/kWh y en USD 0,05/kWh en China. En Europa y Norte América tal costo ha sido de USD 0,085/kWh durante los últimos 10 años (IRENA, 2014a).

Figura 2-30: Rangos de LCOE para generación eléctrica a partir de biomasa



Fuente: (IRENA, 2016a)

2.4 Sectores eléctricos

El sector eléctrico de un país es el conjunto de entidades e instituciones, interrelacionadas mediante un marco regulatorio, que hace posible la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

La organización industrial de los sectores eléctricos se encuentra diseñada para garantizar el suministro de energía eléctrica mediante el funcionamiento de la industria eléctrica (IE).

Funciones de la industria eléctrica

La IE opera mediante la operación de diferentes funciones. Existen funciones físicas como la generación (producción de electricidad), transmisión, operación del sistema y distribución. También existen funciones de mercado como la comercialización a clientes finales y la adquisición de electricidad al por mayor (Hunt, 2002). De esta manera la producción y comercialización de la energía eléctrica pueden ser separadas conceptualmente de la operación del sistema (Kirschen & Strbac, 2004).

Mediante la generación, la industria eléctrica usa múltiples energéticos (entre éstos las fuentes renovables de energía) y todos ellos se convierten en exactamente el mismo producto el cual está totalmente estandarizado, (debe serlo o los aparatos eléctricos no funcionarían adecuadamente). La electricidad es producida comercialmente en miles de plantas generadoras alrededor del mundo. La generación representa aproximadamente del 35% al 50% del costo de la electricidad suministrada al usuario final (Hunt, 2002).

Por su parte la transmisión de electricidad es el proceso por el cual la electricidad es transportada través de una red de hilos de cobre o de aluminio llamado el sistema de transmisión, en postes o torres, o a veces bajo tierra o bajo el agua; y la electricidad se suministra a los sistemas de distribución local, y de allí a los clientes. El sistema de transmisión es en realidad frágil en el sentido de que si se sobrecarga puede producir apagones. Así, los flujos de electricidad deben ser monitoreados continuamente y en tiempo real. Es por esto que el sistema de transmisión necesita de un *operador del sistema* que integre la operación de las plantas generadoras con la transmisión del sistema en tiempo real. La transmisión representa aproximadamente entre el 5% y el 15% del costo de la electricidad suministrada al usuario final (Hunt, 2002).

La operación del sistema es la función que coordina las plantas de generación con la carga (la suma del consumo instantáneo de todos los clientes) para mantener estable el sistema de transmisión. El instante en que la electricidad es producida, sale de la planta de generación, viaja a la velocidad de la luz (aproximadamente 186.000 millas por segundo), y se consume dentro de un milisegundo. Así pues, los generadores deben ser controlados para satisfacer la carga en todo momento. Es este precisamente el trabajo del operador del sistema, manejar el despacho de las plantas de generación en tiempo real, evitando en todo momento la sobrecarga del sistema de transmisión, ordenando muchas veces la generación (o la salida) de plantas generadoras para conciliar los cambios de carga en el sistema (servicios auxiliares) (Hunt, 2002).

Las redes de transmisión llevan la energía eléctrica la últimas pocas millas desde el sistema de transmisión hasta los consumidores. Las redes de distribución se diferencian de las redes de transmisión por su voltaje y topología. Usualmente se utilizan bajos voltajes en las redes de distribución y por lo tanto se requiere de menos espacio libre que en las redes de transmisión. La topología de las redes de distribución puede ser de *redes estrella* con sólo una vía de flujo de potencia entre la subestación de distribución y una carga particular. También puede ser de *anillo* con dos trayectorias de flujo de

potencia entre la subestación de distribución y la carga (Kassakian, Schmalensee, Hogan, Jacoby, & Kirtley, 2011).

El servicio de distribución se encuentra usualmente asociada con la operación de servicio al cliente con la medición y la facturación y las ventas al por menor (*retail*). De esta manera la transmisión trabaja con la generación (a través del operador del sistema), y la distribución trabaja con el consumidor. La distribución representa aproximadamente entre el 30% y el 50% del costo final de la electricidad (Hunt, 2002).

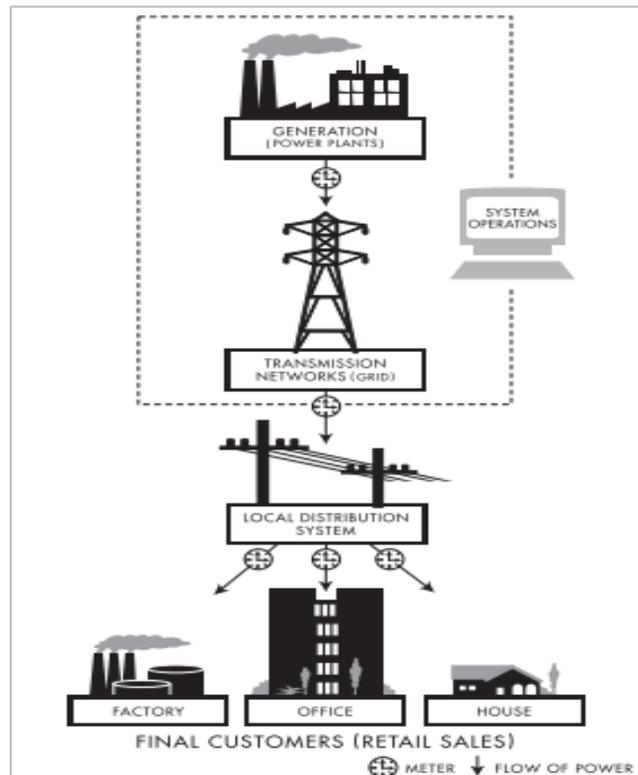
La generación, la transmisión, la operación del sistema y la distribución son, como se dijo, funciones físicas. La comercialización y las ventas al por mayor (*wholesale sales*¹¹) son funciones de mercado. La comercialización es una función puramente mercantil en donde se produce la adquisición, fijación de precios, y venta de electricidad así como la dosificación de su uso, la facturación, y recolección de los pagos de los consumidores finales (Hunt, 2002).

En la Figura 2-31 se presenta el diagrama de las funciones físicas de la industria eléctrica, a saber, la generación, transmisión, operación del sistema y distribución.

En la figura se presenta el flujo de la energía que parte de las plantas generadoras hacia las líneas de transmisión, por intermedio del operador del sistema y de aquéllas hasta el sistema local de distribución, de donde finalmente es suministrada al consumidor y se factura mediante mediciones de la electricidad consumida.

¹¹ Se define como ventas de energía para su reventa. Es la figura mediante la cual, por ejemplo, un generador vende energía a un comercializador para su posterior venta al consumidor final.

Figura 2-31: Funciones físicas de la industria eléctrica



Fuente: (Hunt, 2002).

2.4.1 Modelos de competencia

Los modelos de organización del sector eléctrico varían de país a país. Éstos determinan los mecanismos de mercado bajo los cuales la electricidad producida por los generadores es suministrada a los consumidores, y caracteriza las relaciones posibles entre los diferentes agentes de la industria eléctrica. Además, y es un aspecto clave, los mecanismos de expansión de proyectos eléctricos (expansión de la capacidad instalada, por ejemplo) dependen del diseño de mercado (Kassakian et al., 2011). El diseño de mercado influye de manera directa en las decisiones de inversión en la industria eléctrica y por ende en las decisiones de implementación de proyectos a partir de RE.

En las últimas décadas del siglo XX, numerosos países enfrentaron reformas profundas en sus sectores eléctricos motivados por razones económicas, ambientales, energéticas

y de seguridad. Estas reformas establecieron un nuevo modelo operativo para el sector, en el cual las ER han venido encontrando su lugar y forma de participar de diferentes maneras según los esquemas y normas establecidos en cada país (UPME & BID, 2015). Más aún, el proceso de sustitución de la generación de energía de combustibles fósiles convencionales con instalaciones de energía renovable intermitentes impone costos externos sustanciales en el sistema eléctrico. Como consecuencia, en muchos países, el movimiento hacia un sector eléctrico bajo en carbono ha implicado cambios radicales en la manera en que funcionan los mercados eléctricos y el grado de las intervenciones estatales (Bunn & Muñoz, 2015).

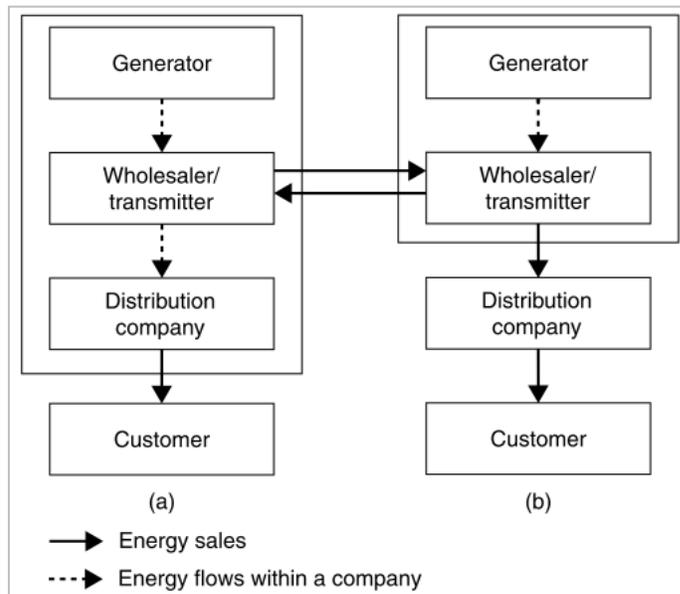
Se describen brevemente a continuación los modelos típicos de organización del mercado eléctrico, con miras a su posterior caracterización respecto de la introducción de las ER.

Dentro de los modelos típicos de organización del sector eléctrico se pueden identificar: monopolios verticalmente integrados, modelo de comprador único, competencia mayorista, y competencia minorista.

Los monopolios verticalmente integrados son aquellos en los que todas las funciones de la industria están ligadas y reguladas. Existen dos casos de monopolios: el caso donde las compañías de electricidad (utilities) integran las funciones de generación, transmisión y distribución de electricidad. En el segundo caso la generación y la transmisión de electricidad son administradas por una compañía eléctrica, la cual vende la energía a compañías monopólicas locales de distribución. Estos comercios de energía se producen en un nivel de venta mayorista (Kirschen & Strbac, 2004). En la Figura 2-32 se presenta el modelo monopólico del mercado eléctrico. En el panel a) se esquematiza el primer caso mencionado y en el panel b) el segundo.

En el modelo de comprador único (*purchasing agency*) sólo al monopolio integrado existente le es permitido comprar energía de los generadores que compiten entre sí. En este modelo la compañía de electricidad integrada ya no posee toda la capacidad de generación (Kirschen & Strbac, 2004). Solamente al monopolio integrado le es permitido comprar la electricidad de generadores que compiten entre sí. La característica principal de este tipo de modelo es los generadores eléctricos independientes (IPP por sus siglas en inglés) solamente pueden vender electricidad a las compañías eléctricas existentes, las cuales todavía ostentan el monopolio completo sobre los consumidores (Hunt, 2002).

Figura 2-32: Modelo de monopolio del mercado eléctrico



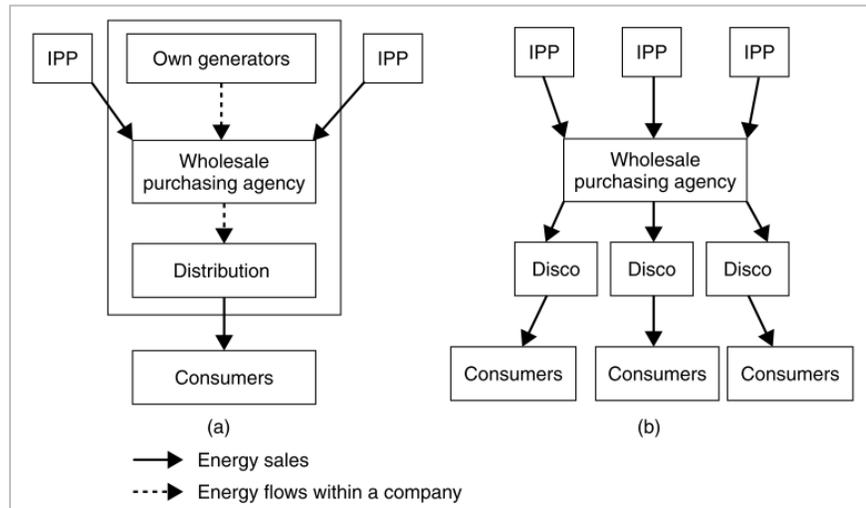
Fuente: (Kirschen & Strbac, 2004)

En su versión integrada, la compañía eléctrica monopólica posee empresas de generación eléctrica, pero también compra electricidad a los IPP. Ejerce a su vez la función de distribución y suministra la electricidad al consumidor final. En su versión desagregada, la compañía eléctrica monopólica obtiene la energía únicamente de la compra a IPP y la vende a compañías distribuidoras (*discos*), que no son de su propiedad, para que éstas suministren la electricidad al consumidor final (Kirschen & Strbac, 2004).

En la Figura 2-33 se muestran las dos versiones de este modelo de mercado eléctrico. En el panel a) se presenta la versión integrada y en el panel b) la versión desagregada.

En los modelos de competencia mayorista existe una competencia plena de los generadores, los distribuidores y grandes consumidores son los compradores, sin embargo los distribuidores tienen el monopolio sobre los pequeños consumidores finales. En este modelo no existe un organizador central que sea responsable de la provisión central de la energía. En su lugar, las compañías distribuidoras compran la energía eléctrica para sus consumidores directamente en el mercado mayorista (Kirschen & Strbac, 2004).

Figura 2-33: Modelo de monopolio de comprador único



Fuente: (Kirschen & Strbac, 2004)

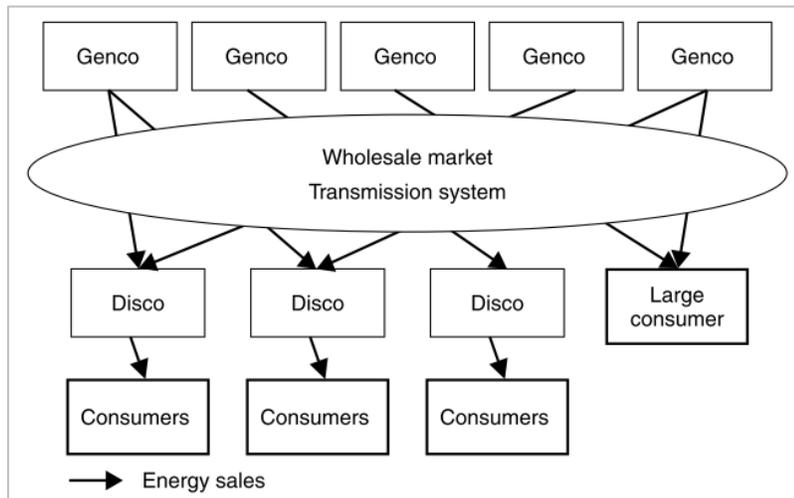
El proceso de venta de energía eléctrica en el mercado mayorista comienza con un proceso de subasta en el cual los generadores ofrecen una cantidad determinada de energía para la venta durante períodos específicos para el día siguiente a un precio específico. Tales ofertas son dispuestas en orden ascendente por el operador del sistema, y los generadores son despachados (llamados a generar) en este orden hasta que la generación iguala la carga esperada (Kassakian et al., 2011). En este modelo le es permitido a los grandes consumidores la compra de energía eléctrica directamente en el mercado mayorista.

Las ventajas de este tipo de modelo es que existe competencia en la producción, y tiene múltiples compradores que optan por los beneficios de los precios más bajos; y evita los costos y problemas de proporcionar acceso al por menor para todos los pequeños clientes (Hunt, 2002).

En la Figura 2-34 se presenta el esquema de este tipo de modelo de mercado eléctrico. Este modelo se caracteriza por: la generación está desregulada y vende su producto en un mercado mayorista; las compañías distribuidoras y los grandes consumidores compiten en el mercado mayorista; la existencia de revendedores y comercializadores son permitidos; no hay ninguna opción por defecto para los grandes clientes que no sean el precio del mercado spot; las compañías distribuidoras proveen a los consumidores

realizando contratos con los generadores; y las tarifas a las cuales las compañías distribuidoras venden la electricidad a los pequeños consumidores está regulada (Hunt, 2002).

Figura 2-34: Modelo de mercado mayorista



Fuente: (Kirschen & Strbac, 2004)

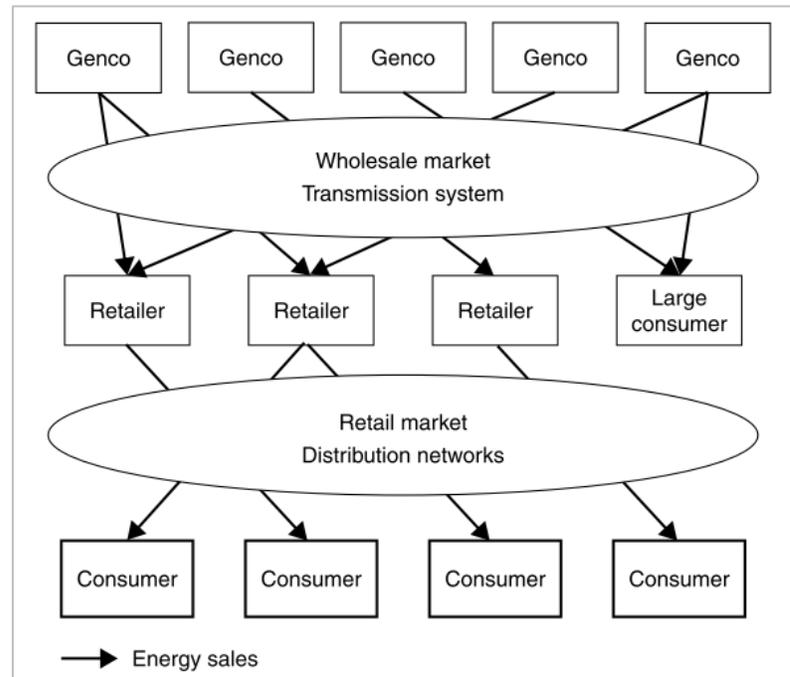
El modelo de competencia minorista permite a todos los compradores elegir sus proveedores, de manera que un generador puede venderle a cualquiera, aunque los pequeños consumidores usualmente compran a través de minoristas (Hunt, 2002). En este modelo, la mayoría de medianos y pequeños consumidores adquieren la electricidad de vendedores minoristas, quienes a su vez la compran en el mercado mayorista. De esta manera, el único monopolio es la provisión y operación de las redes de transmisión y distribución. Una vez han sido establecidos suficientes mercados competitivos, ya no es necesario regular el precio de venta minorista porque los pequeños consumidores pueden cambiar de proveedor minorista cuando ofrecen mejores precios (Kirschen & Strbac, 2004).

Este modelo funciona mejor cuando los reguladores confían en que los mercados competitivos producirán los mejores tratos para los consumidores, y no malgastan el tiempo tratando de mantener las protecciones regulatorias al viejo estilo (Hunt, 2002).

En la

Figura 2-35 se muestra la configuración del modelo de competencia minorista.

Figura 2-35: Modelo de competencia minorista



Fuente: (Kirschen & Strbac, 2004)

2.5 Barreras de entrada de las energías renovables

La necesidad de la promulgación de políticas para incentivar el desarrollo de ER es frecuentemente atribuida a una variedad de barreras o condiciones que previenen la ocurrencia de inversiones en este tipo de tecnologías. Como resultado de la existencia de tales barreras, las ER se encuentran en una situación desfavorable en términos económicos, regulatorios e institucionales en comparación a la energía eléctrica generada por fuentes convencionales. Las barreras de entrada de las ER son debidas frecuentemente a aspectos situacionales debido a las regiones o países (Beck & Martinot, 2004).

La naturaleza de las barreras de entrada es heterogénea y ha motivado el debate acerca de la real posibilidad de la incorporación eficiente (económica y tecnológicamente) de las ER a los sectores eléctricos.

Por un lado se encuentran la postura que sostiene existen múltiples oportunidades de bajo costo para el desarrollo de las ER, y que para hacer posibles dichas oportunidades se requiere de la activa intervención en los mercados para el uso del equipamiento energético renovable para ayudar a sobrepasar las barreras para usar tecnologías más eficientes. Otra postura argumenta que existen barreras de entrada de mercado para la penetración de tecnologías que impulsen la eficiencia energética, pero solamente unas pocas de éstas representan fallas de mercado reales que reducen la eficiencia energética. Esta mirada hace énfasis en que existe una relación de compromiso (*tradeoff*) entre la eficiencia económica y la eficiencia energética: es posible obtener más de ésta, pero típicamente a un costo menor de aquélla (Verbruggen et al., 2010).

Dejando de lado este debate se presentan a continuación las principales barreras de entrada para las ER en los sectores eléctricos.

Las barreras de entrada de las ER son principalmente los costos y precios de las tecnologías y electricidad a partir de fuentes renovables, asuntos legales y regulatorios, y desempeño del mercado (Beck & Martinot, 2004).

Se describen a continuación las principales barreras de entrada de las ER.

2.5.1 Costos y precios

En algunos casos los costos las tecnologías renovables no convencionales en la actualidad siguen siendo un poco más altos que en el caso de tecnologías convencionales (UPME & BID, 2015).

La implementación de tecnologías renovables usualmente sufre de altos costos de entrada (*upfront costs*). También los altos costos de los combustibles, los costos de operación y mantenimiento, y los costos fiscales y de seguros se han convertido en barreras para la difusión de las ER, como ocurre en los gasificadores de biomasa (Yaqoot, Diwan, & Kandpal, 2016).

La mayoría de políticas tendientes a introducir las ER en los sectores eléctricos intentar compensar las barreras de costos al proveer subsidios adicionales para las ER en la forma de beneficios tributarios (v. gr. el caso colombiano). También se han implementado políticas que establecen una fijación de precios especial para las ER y unas reglas específicas de compra de energía eléctrica proveniente de ER (Beck & Martinot, 2004).

Los subsidios e incentivos a fuentes convencionales de energía se cuentan entre las barreras de entrada que dificultan la integración de las ER. De esta manera los extensos subsidios públicos a la energía generada mediante combustibles fósiles puede disminuir de manera significativa los precios finales de la energía eléctrica, ubicando a las ER en una desventaja comparativa si éstos no gozan de los mismos subsidios y beneficios (Beck & Martinot, 2004).

Como se dijo, los costos de inversión iniciales también se constituyen en barreras de entrada para las ER, que significa que este tipo de tecnologías proveen menos capacidad instalada por unidad monetaria inicial de inversión (v. gr. USD/kW) que la energía a partir de fuentes convencionales (Beck & Martinot, 2004). Lo anterior significa que las inversiones en ER requieren importantes montos de financiación por la misma capacidad que las tecnologías convencionales. Es así como la financiación y la valoración del riesgo de proyectos de ER puede arrojar tasas adversas, que no es posible comparar con las tasas asignadas a proyectos de tecnologías de generación eléctrica convencional. De esta manera los inversionistas requerirán una tasa de retorno sobre la inversión más elevada y por tanto resultará más difícil obtener el cierre financiero de los proyectos de ER (UPME & BID, 2015). Existe evidencia de que el limitado acceso a la financiación y su alto costo han impedido la penetración de ER en India (Yaqoot et al., 2016).

Las ER deben afrontar otro tipo de altos costos como los costos de importación de equipos y altos impuestos arancelarios, lo que se añade a la ya larga lista de costos de inversión onerosos (Beck & Martinot, 2004).

Adicionalmente las fuentes renovables que alimentan la red eléctrica pueden no recibir el crédito completo por el valor de su generación eléctrica, por dos motivos: primero, la energía renovable generada en redes de distribución cercanas a los consumidores finales en vez de ser generada en compañías de servicios públicos (*utilities*) puede no requerir distribución y transmisión. Pero puede que las compañías generadoras sólo puedan pagar precios mayoristas por la electricidad, como si la generación se produjera lejos de los consumidores finales y requirieran de los servicios de distribución y transmisión. Segundo, la energía renovable es con frecuencia intermitente y su producción depende de la disponibilidad del recurso y por tanto no puede ser controlada completamente. De esta manera las compañías de servicios públicos pueden reducir los precios por este tipo de energía renovable (Beck & Martinot, 2004).

Los costos de transacción también pueden constituirse en una barrera de entrada de las ER. Dado que los proyectos de ER son de menor tamaño y menos conocidos que los

proyectos de generación con fuentes convencionales, requieren con frecuencia mayor tiempo de atención (en los proyectos de inversión, el tiempo es dinero), mayores procesos de financiación, o mayores trámites de obtención de permisos, etc. Por esta razón los costos de transacción de los proyectos de ER pueden ser mucho mayores por kilovatio instalado que para plantas de generación convencional (Beck & Martinot, 2004).

2.5.2 Barreras legales y regulatorias

Existe otro tipo de barreras de índole regulatoria y legal. Uno de estos tipos de barreras consiste en la falta de un marco legal y regulatorio para los productores de energía eléctrica independientes. No siempre el marco regulatorio y legal se desarrolla al mismo compás de las tecnologías renovables. Por ejemplo, en Bélgica no existía un procedimiento administrativo para permitir la perforación de los recursos geotérmicos. Esto no se debía a una actitud negativa hacia la generación geotérmica, sino simplemente al hecho de que nunca se había solicitado tal permiso (Ecorys Nederland BV, 2010).

En aquellos países en los que las compañías de servicios eléctricos todavía controlan el monopolio de la producción eléctrica y la distribución, la ausencia de un marco regulatorio puede impedir a los productores independientes invertir en plantas de generación de ER y vender energía a la compañía monopólica o a terceras partes bajo los acuerdos de compra de electricidad (PPA por sus siglas en inglés) (Beck & Martinot, 2004).

Las energías renovables pueden encontrar restricciones de construcción basadas en aspectos de altura, estéticos, ambientales, ruido o seguridad, especialmente en sitios urbanos. Las turbinas eólicas también han enfrentado restricciones a su construcción debido a problemas ambientales como su interposición en el recorrido de aves migratorias (Beck & Martinot, 2004).

Las ER también enfrentan dificultades de conexión a las redes de transmisión o deben enfrentar altos costos de transmisión. Usualmente la infraestructura de redes eléctricas ha sido construida cuando el sector eléctrico era de propiedad pública, diseñada para alojar plantas generadoras a gran escala y centralizadas, y ubicada cerca de los centros principales de consumo. Las plantas de electricidad renovable normalmente no se encuentran en el mismo tipo de lugares como la electricidad convencional y tiene, en

general, una escala diferente de generación (a excepción de la biomasa y la eólica *onshore*) y un espaciamiento territorial importante. Adicionalmente las ER enfrentan problemas adicionales a las plantas convencionales debido a las características de generación intermitente (VRE's como la eólica y solar PV), el tamaño pequeño de las plantas y su carácter descentralizado (Ecorys Nederland BV, 2010).

También se cuentan dentro de las barreras regulatorias y legales los tediosos procedimientos burocráticos, los ambientes macroeconómicos inestables, la falta de poder de decisión de los involucrados en los proyectos de ER, falta de participación en el sector eléctrico del ámbito privado, etc. (Yaqoot et al., 2016).

2.5.3 Desempeño del mercado

La falta de acceso a créditos se constituye como una importante barrera para la ejecución de proyectos de ER. Esto puede deberse a falta de solvencia por mercados de capitales distorsionados. Los términos de los préstamos disponibles pueden ser muy cortos en relación al equipamiento o a la duración de la inversión (Beck & Martinot, 2004).

Algunas de las barreras típicas para la penetración de alternativas de generación con fuentes renovables están relacionadas con la posición dominante de algunos agentes del mercado que al contar con portafolios de tecnologías convencionales que han significado cuantiosas inversiones, dificultan la entrada de nuevas tecnologías que les compitan con posibilidad de llegar a ser más eficientes y costo efectivas (UPME & BID, 2015).

En el caso de las energías renovables, cuando el mercado decide incorporar las fuentes no convencionales, se requiere desarrollar mecanismos regulatorios que permitan a los agentes pequeños y grandes competir en igualdad de condiciones con estas energías frente a las energías convencionales (UPME & BID, 2015).

Es importante distinguir entre las barreras de mercado que son aspectos operativos intrínsecos de los mercados eléctricos, y las que surgen debido a las fallas del mercado. En el caso de las primeras, son ejemplos de barreras el alto riesgo de falla del producto y el alto costo de la financiación a los pequeños prestatarios que influyen en las decisiones en general, en la mayoría de los mercados. Las barreras por fallas de mercado están dominadas por la existencia de "externalidades", donde ciertos costos ambientales de producción no se reflejan en el coste de mercado de la energía (Owen, 2006).

Los tipos de barreras de mercado pueden resumirse en: precios de mercado no competitivos para la energía renovable, distorsiones de precios debido a la no incorporación de las externalidades, falta de información sobre la disponibilidad y naturaleza del producto, altos costos de transacción, percepción de riesgo, dificultades de financiación, organización industrial ineficiente en relación a las nuevas tecnologías, y regulación excesiva e ineficiente (Owen, 2006).

2.5.4 Barreras técnicas

Los obstáculos técnicos o tecnológicos para las ER generalmente incluyen barreras asociadas a los recursos, la tecnología y los atributos de habilidades del sistema que impiden la utilización de alcanzar su potencial teórico (Yaqoot et al., 2016).

Quizás la principal barrera técnica que enfrentan las ER, especialmente las VRE, es su naturaleza variable e intermitente.

Otro tipo de barrera técnica se refiere al diseño, instalación y desempeño. De manera general, la energía solar PV, eólica y de biomasa sufren de un flujo bajo energético (energía producida por unidad de superficie), comparadas con la energía eléctrica a partir de combustibles fósiles. De manera adicional la naturaleza intermitente de las fuentes de energía renovables requiere el uso de dispositivos de almacenamiento de energía para mejorar la capacidad de despacho de energía de tecnologías de energía renovable en cuestión que las pone aún más en desventaja (Yaqoot et al., 2016).

La disponibilidad de trabajadores cualificados es fundamental para el éxito de la difusión de tecnologías de ER. La falta de disponibilidad de capacidad de los trabajadores cualificados para los servicios de mantenimiento de diseño y desarrollo, fabricación, instalación, operación y ha sido a menudo citado como una barrera a la difusión de ER (Yaqoot et al., 2016).

Se ha encontrado que en los países que tienen un potencial hidroeléctrico importante, la posibilidad de adopción de metas de ER disminuye, las cuales generalmente excluyen la hidroelectricidad tradicional, mientras que la disponibilidad de otros recursos renovables puede aumentar la probabilidad de adopción de políticas (Stadelmann & Castro, 2014). Esto es particularmente importante en el caso colombiano, cuya generación hidroeléctrica, en condiciones hidrológicas normales, alcanza un 70% del total de generación.

2.6 Mecanismos de política

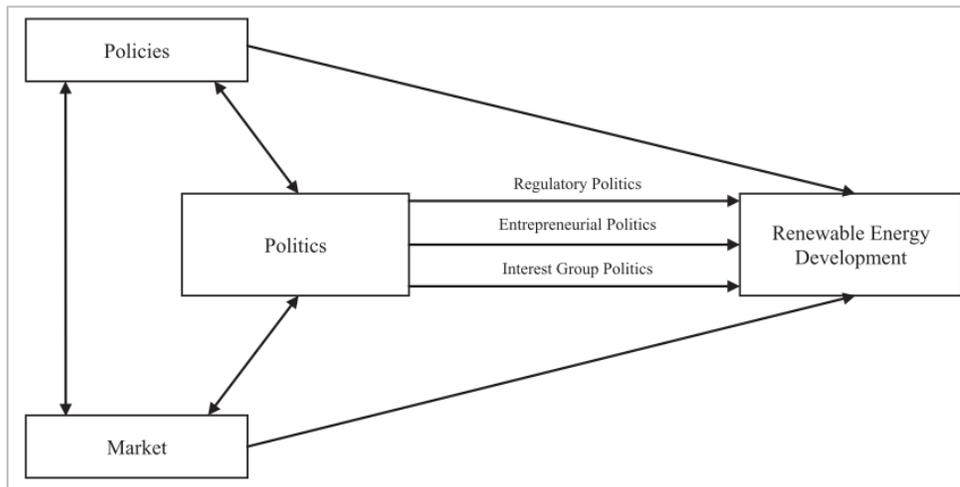
Dadas las importantes barreras de entrada que aún enfrentan, la integración de las energías renovables en los sectores eléctricos se ha realizado a través de mecanismos o instrumentos de política¹².

Las políticas (*politics*) desarrolladas para tal efecto afectan las ER mediante dos mecanismos: efectos directos y efectos indirectos. Las políticas pueden afectar de manera directa al desarrollo de las ER al influenciar los mecanismos de políticas (*policies*), las cuales constituyen el ambiente institucional del proceso de adopción tecnológica. La influencia indirecta de las políticas en las ER es capturada por los *efectos* de los instrumentos de política que son adoptados e implementados (Yi & Feiock, 2014). En la Figura 2-36 se presentan las relaciones conceptuales entre políticas, mecanismos de políticas, fuerzas de mercado, y desarrollo de ER.

Como se muestra en la figura, las políticas, los mecanismos de políticas, y las fuerzas de mercado coexisten de manera interdependiente y van evolucionando a través de su mutua interacción. Las políticas y las fuerzas de mercado llevan a la adopción de mecanismos de política mediante el clima político, la competencia de grupos de interés, y las actividades empresariales. Estas fuerzas, junto con los precios relativos en el mercado de la energía, conducen a cambios de política en el ámbito de la política energética. En segundo lugar, los mecanismos de política y los mercados también afectan a la política. Los mecanismos de mercado conducen a la política, como nuevas políticas definen nuevas relaciones entre los actores políticos y establecieron nuevas reglas de los juegos en los que interactúan los actores políticos. Las fuerzas del mercado afectan a la potencia relativa de los diferentes grupos de interés en la arena política. En tercer lugar, las políticas y la política influyen en el equilibrio relativo en el mercado de la energía. Así el paso de una política pro-ER, afecta a la cuota de mercado de los sectores energéticos tradicionales (Yi & Feiock, 2014).

¹² Los mecanismos de política son diferentes a las políticas en sí mismas. Los mecanismos de política (*policies*) son instrumentos mediante los cuales se pretende incentivar las ER. Por su parte las políticas (*politics*) constituyen el cuerpo legal mediante las cuales se hacen efectivos los mecanismos o instrumentos de política.

Figura 2-36: Relaciones conceptuales entre políticas, mecanismos de políticas, fuerzas de mercado, y desarrollo de ER



Fuente: (Yi & Feiock, 2014)

En la Figura 2-37 se presenta el mapa con los países que tienen mecanismos de política vigentes para apoyar la adopción y desarrollo de las ER. Como se puede apreciar del mapa, la gran mayoría de países alrededor del mundo tienen mecanismos vigentes de política que apoyan la adopción y desarrollo de ER.

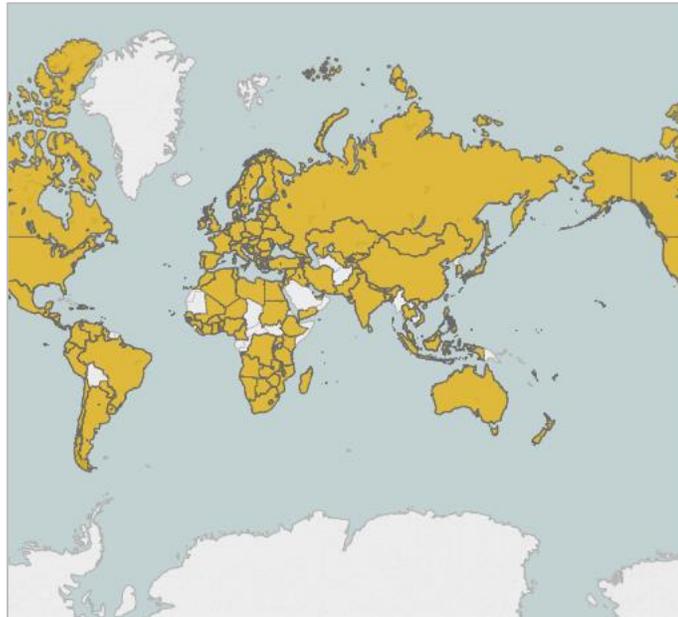
Existen diversos mecanismos de política energética para introducir las energías renovables en los sistemas eléctricos. Entre éstos se encuentran (Beck & Martinot, 2004):

- Políticas de fijación de precios (Feed-in-tariff o FiT) y cuotas mínimas de participación de ER (Renewable Portfolio Standard¹³ o RPS), que determinan precios y cantidades respectivamente.
- Políticas de reducción de costos de inversión, que proveen incentivos en la forma de menores costos de inversión.

¹³ Un RPS consiste en la obligación que realiza el mercado eléctrico a las compañías generadoras de energía eléctrica para producir una fracción específica de su electricidad mediante recursos renovables. Tales compañías pueden entonces certificar una producción de electricidad a través de fuentes de energía renovable.

- Inversiones públicas y actividades de facilidades de mercado, que ofrecen un amplio rango de políticas públicas que reducen las barreras de mercado y facilitan o aceleran los mercados de energía renovable.

Figura 2-37: Países con mecanismos de política vigentes para el desarrollo de ER



Fuente: (REN21, 2016).

También se cuentan dentro de los mecanismos de política aquellos instrumentos dedicados a la reducción de emisiones que, de manera indirecta, pueden impulsar la integración de ER.

Dentro de los instrumentos para la reducción de emisiones se cuentan los impuestos al carbono y los topes de emisiones (UPME, 2015).

A continuación se realiza una breve descripción de los mecanismos de políticas ampliamente utilizados para incentivar la adopción y desarrollo de las ER alrededor del mundo.

2.6.1 Políticas de fijación de precios y cantidades forzosas

Las políticas de establecimiento de precios reducen los costos y los precios que se imponen como barreras de entrada para las ER al establecer regímenes de fijación de precios favorables para la electricidad generada a partir de fuentes renovables en

comparación con aquella generada a partir de fuentes convencionales (Beck & Martinot, 2004).

Los instrumentos de políticas basados en la cantidad determinan la cantidad producida deseada de electricidad mediante fuentes renovables y crean un mercado artificial en donde los participantes intercambian certificados para cumplir la meta de política, lo que conlleva a la definición de un precio regulado (Fagiani, Richstein, Hakvoort, & De Vries, 2014).

Los dos mecanismos de políticas que predominan en el mundo para incentivar la adopción y desarrollo de ER son las tarifas garantizadas (FiT) y cuotas mínimas de participación de ER (RPS). Mientras que los RPS son más comunes en los Estados Unidos, la tarifa garantizada (FiT) es mayormente usada como mecanismo de política a nivel global (Couture, Cory, & Williams, 2010).

2.6.1.1 Tarifa Garantizada o Feed in Tariff – FiT

La tarifa garantizada (FiT) es un mecanismo de política energética enfocada a apoyar el desarrollo de nuevos proyectos de fuentes renovables al ofrecer acuerdos de compra de largo plazo al vendedor de electricidad de ER. Estos acuerdos de compra de electricidad (PPA por sus siglas en inglés) se ofrecen típicamente dentro de contratos en el rango de 10 a 20 años y se extienden para cada kilovatio de electricidad producidos. En un enfoque alternativo, los pagos por FiT pueden ser ofrecidos como una prima, o bono, sobre el nivel de precios prevaleciente en el mercado (Couture, Cory, & Williams, 2010).

En un modelo *Fed-in* (FIM) se garantiza un precio mínimo para la electricidad obtenida de fuentes renovables. En combinación con costos estandarizados de conexión a la red y plazos cortos de entrega, tal sistema de precios ha hecho posible para los desarrolladores de proyectos ER obtener financiación para invertir en estaciones eólicas (Meyer, 2003).

Las políticas exitosas de FiT típicamente incluyen tres disposiciones claves: 1) garantiza el acceso a la red; 2) acuerdos de compra estables a largo plazo (por lo general 15-20 años); y 3) los niveles de pago en base a los costos de generación de ER (Couture et al., 2010).

Existen diferentes aproximaciones para calcular los pagos por FiT con los que son remunerados los desarrolladores de proyectos ER por la electricidad que producen. Tales

aproximaciones reflejan los objetivos que persiguen los hacedores de política. Dichas aproximaciones pueden dividirse en cuatro categorías básicas (Couture et al., 2010):

- Basadas en LCOE de la generación de energía renovable. Este enfoque es el más comúnmente utilizado en la UE y ha sido el más exitoso en la conducción de desarrollo de la ER en todo el mundo.
- Basado en el "valor " de la generación de ER, ya sea para la sociedad, o para la compañía generadora, expresado generalmente en términos de "costes evitados". Este enfoque se utiliza en California, así como en la Columbia Británica.
- Se ofrece como un incentivo de precio fijo sin tener en cuenta los costos de generación de ER nivelados o costes evitados. Este enfoque se utiliza por ciertas compañías generadoras en los EE.UU.
- Con base en los resultados de un proceso de subasta o licitación, que pueden ayudar a informar el descubrimiento de precios apelando al mercado directamente. Un mecanismo basado en la subasta se puede aplicar y ser diferenciado basado en diferentes tecnologías, tamaños de proyectos, etc., y es una variante del enfoque basado en los costos. Recientemente en México (2016) se realizó una subasta de proyectos de energía renovable mediante este enfoque en el que se adjudicaron proyectos para producir 1.720 MW y vender posteriormente la energía a precios FiT a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con inversiones esperadas de USD 2.100 millones (Bloomberg, 2016).

La adopción de FiT's ha sido exitosa en países como Alemania, donde la capacidad instalada de energía eólica se incrementó de 55 MW en 1990 a 4,5 GW en 2000 y 27,2 GW a finales de 2010, en tanto que en el caso de la solar FV se pasó de es- casos 2 MWp en 1990 a 114 MWp en 2000 y 17,5 GWp en 2010. Actualmente, las capacidades instaladas de energía eólica y solar FV en Alemania superan los 35,6 GW y 38,1 GWp, respectivamente, contribuyendo con alrededor del 16% de la demanda eléctrica en el país. El mecanismo ha sido igualmente exitoso en España donde estas fuentes contribuyen en un orden similar (UPME, 2015).

Se ha encontrado que la presión a la baja ejercida por el precio al por mayor es compensado por el costo de los incentivos, y como consecuencia, la electricidad producida en el marco del sistema de FiT's aumenta los precios al por menor para

consumidores industriales en los Estados Unidos, contemplando el mecanismo de FiT para una combinación agregada de tecnologías RE (Costa-Campi & Trujillo-Baute, 2015).

2.6.1.2 Cuotas mínimas o RPS

Otro procedimiento usado en la práctica internacional consiste en establecer cuotas para la participación de energía renovable, ya sea en términos relativos o como metas específicas de capacidad instalada. Un enfoque particular para esta modalidad consiste en que el Gobierno establezca una cuota mínima de la cantidad de energía renovable a ser comercializada para que las fuerzas del mercado determinen el precio (UPME, 2015).

Típicamente, las obligaciones RPS son puestas en los distribuidores minoristas de electricidad, que deben adquirir bien sea una porción de la electricidad a partir de fuentes renovables, o su cantidad equivalente en certificados verdes (Beck & Martinot, 2004).

2.6.1.3 Certificados de energía renovables o CER's

El mecanismo de Certificados de Energía Renovable (REC's por sus siglas en inglés) consiste en otorgar certificados a los productores de energía renovable, los cuales pueden ser comercializados. La demanda de REC's se genera cuando el Gobierno establece una meta de energía renovable a la cual tienen que someterse las empresas de generación. En este caso, la obligación puede cumplirse ya sea instalando una planta de energía renovable, o comprando REC's en el mercado. El regulador otorga REC's de acuerdo con políticas de fomento de determinados recursos renovables (UPME, 2015).

2.6.1.4 Opciones de energía verde obligatoria

Las Opciones de Energía Verde Obligatorias (MGPO) son un mecanismo de política relativamente novedoso. Las MGPO requieren los servicios públicos que operan para ofrecer y dar a conocer las opciones de energía verde a los consumidores y proporcionar un vínculo más directo que el RPS a un efecto demanda potencial. Las MGPO permiten a los clientes apoyar la compra de electricidad a partir de fuentes de ER por parte de sus compañías eléctricas. El principio sobre el cual operan las MGPO es que los consumidores pueden aumentar la demanda de combustibles percibidos como favorables para el medio ambiente y reducir la demanda de combustibles que se perciben como poco favorables para el medio ambiente. Este mecanismo requiere que los consumidores

estén dispuestos a pagar por ER y que exista una posible elección entre productos de electricidad. De esta manera las compañías eléctricas ofrecen energía verde a sus consumidores mediante su propia generación o a través de la compra de REC's (Delmas & Montes-Sancho, 2011).

2.6.1.5 Subastas

Un CFD (Contract for Difference), en español contrato por diferencias, es un instrumento que garantiza a los generadores de energía renovable un precio de ejercicio fijo por su electricidad, después de participar en el mercado mayorista. Así, los generadores venden su electricidad competitivamente en el mercado al contado y luego reciben el pago de una prima para cerrar la brecha entre el precio de ejercicio (si este está por encima del mercado) y el precio del mercado mayorista. El pago del incentivo por ende fluctúa dependiendo del precio competitivo de la electricidad. Si el precio del mercado mayorista sube por encima del precio de ejercicio, los generadores no reciben el incentivo y en la mayoría de los casos deben pagar (devolver) la diferencia entre el precio mayorista y el precio de ejercicio (UPME, 2015).

2.6.2 Políticas de reducción de costos

Quizás el principal motivo por el cual las ER no son competitivas frente a la energía producida por fuentes convencionales es el costo de generación que es menor que el de la energía con fuentes fósiles y plantas de energía nuclear. Esto se puede explicar a través de dos factores. De hecho, la mayoría de las centrales eléctricas convencionales no sólo fueron construidas con subvenciones significativas, también sus costes de capital ya han sido cubiertos, lo cual no es el caso de las plantas de ER que tienen una mayor proporción de los gastos de capital por parte del coste total de la planta. El segundo factor que permanece es la no consideración de costes adicionales externos de energía producida a partir de fuentes fósiles o nucleares. Estos costos deben incluir la contribución de las fuentes convencionales a la contaminación causada por el dióxido de carbono, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y otros contaminantes, o por la generación de residuos nucleares y los riesgos de contaminación radiactiva (Abdmouleh et al., 2015).

Un número de mecanismos de política están diseñadas para proveer incentivos para la inversión voluntaria en ER al reducir su costo.

Tales mecanismos de política pueden ser categorizadas en cinco grupos: mecanismos de política que 1) reducen los costos de inversión (*up front*) vía subsidios y reembolsos; 2) reducen los costos de capital después de la compra vía beneficios tributarios; 3) compensan los costos mediante una serie de pagos basados en la producción energética (*production tax credit*); 4) proveen préstamos a concesionarios y otro tipo de asistencia financiera; y 5) reducen los costos de capital y de instalación mediante economías de costos al por mayor (Beck & Martinot, 2004).

A continuación se describen de manera sucinta este tipo de mecanismos de política.

2.6.2.1 Subsidios y reembolsos

Usualmente la reducción en las inversiones de capital para la construcción de proyectos de ER se alcanza mediante subsidios directos o reembolsos. Estos subsidios son utilizados para mermar los costos iniciales de capital de los costos de inversión de los proyectos de ER para que los usuarios finales perciban menores costos de la electricidad (Beck & Martinot, 2004).

2.6.2.2 Beneficios tributarios

Mediante la adopción de beneficios tributarios se espera que los inversionistas consideren la inversión en proyectos de ER como una opción financieramente atractiva (Abdmouleh et al., 2015).

Existen múltiples figuras de mecanismos de política de beneficios fiscales. Uno de ellos es el de los créditos fiscales de inversión (*Investment Credit Tax*), mediante los cuales las empresas que invierten en este tipo de energía renovable reciben exenciones fiscales. Otro tipo es el de la depreciación acelerada de los bienes de capital de proyectos ER. Al aplicar la depreciación acelerada, se perciben los beneficios tributarios por un menor pago de impuestos. También existen beneficios por pagos de impuestos para los generadores con ER de acuerdo a la electricidad producida (*Production Credit Tax*). Las exenciones de pago de impuestos ambientales también es una forma de alivio tributario para aquellos consumidores que utilizan la energía eléctrica derivada de fuentes renovables.

2.6.2.3 Políticas de inversión pública

El rol de gobierno es importante para incentivar la adopción y desarrollo de las ER's, especialmente cuando éstas se encuentran en etapas tempranas de desarrollo tecnológico. Así, los gobiernos están en capacidad de crear las condiciones y el marco de trabajo para incentivar las contribuciones iniciales e inversiones por bancos en tecnologías específicas (Abdmouleh et al., 2015).

Un ejemplo que cobra relevancia para el caso colombiano son los esfuerzos públicos con miras a la construcción de redes de transmisión para conectar al Sistema Interconectado Nacional (SIN) la energía eólica producida en el norte del país.

Por ejemplo, una de las medidas que pueden utilizar los gobiernos son las políticas que determinan los estándares de diseño y construcción de los proyectos de ER, en términos de los requerimientos mínimos de desempeño. También se han implementado medidas de certificación para brindar uniformidad de calidad en los equipos y procedimientos de instalación, incrementado así la posibilidad de retornos positivos de las instalaciones de ER (Beck & Martinot, 2004).

3.Casos de estudio

3.1 Metodología

La metodología adoptada para cumplir los objetivos del trabajo de grado es el estudio de caso múltiple o instrumental de tipo descriptivo, y la revisión documental, en el cual se estudia un conjunto de casos para investigar un determinado fenómeno (Sampieri, Collado, Rodríguez, & Valdeoriola, 2010).

Se partió de la recolección, revisión y clasificación de la literatura disponible que trata sobre el tema de investigación.

Para lograr la identificación y selección de los sectores eléctricos en los que se ha logrado una penetración importante de energías renovables se procedió a consultar las principales estadísticas de las agencias internacionales de energía (EIA, IRENA, IEA entre otras) y se eligieron los países con una importante penetración de energías renovables no hidroeléctricas que además han implementado políticas tendientes a incentivar las energías renovables.

Para caracterizar los modelos de los sectores eléctricos de los países seleccionados se identificaron qué tipo de modelos de mercado eléctrico son los que predominan en estos países a partir del estudio de sus mercados eléctricos, en términos de su composición, funcionamiento y regulación.

La identificación de las barreras de entrada de las energías renovables y la descripción de los mecanismos de política utilizados se realizó a partir de la revisión de la literatura, políticas implementadas, y estudios llevados a cabo en los diferentes países.

La identificación de las principales reformas regulatorias se hizo a partir de la revisión de la regulación vigente para cada país seleccionado.

La caracterización de los efectos en los mercados eléctricos de la introducción de las energías renovables se efectuó a través de la recopilación de información y datos, en términos de precios de la energía eléctrica, costos de instalación, cambios en la matriz energética, modificaciones posteriores del sector eléctrico, entre otros.

3.2 Comparación de políticas de integración de ER

3.2.1 Integración de las ER en los sectores eléctricos

Debido a los compromisos pactados por diferentes países para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), dada la real posibilidad de cambios climáticos debido a la gran emisión de éstos por diferentes industrias a nivel mundial (incluida la generación de energía eléctrica), se han implementado medidas tendientes a disminuir las emisiones de GEI que incentivan la adopción y desarrollo de las ER en los sectores eléctricos nacionales, supranacionales como en la Unión Europea) y estatales como en el caso de los Estados Unidos, en donde se encuentran diversos mecanismos de política en diferentes estados.

Sin embargo las ER encuentran barreras de entrada en su integración en los sectores eléctricos debido a su naturaleza intermitente (en especial las VRE's como la solar PV y la eólica), al estado actual de su tecnología, a las implicaciones de su implementación en las redes de transmisión (variaciones de frecuencia, requerimiento de nuevas inversiones en tecnología, etc.), a los altos costos de instalación y generación, a la falta de capital humano entrenado, a la falta de estándares de diseño y construcción de plantas de ER, incluso debido a factores socio-culturales y políticos.

Por este motivo existe una relación de compromiso entre la integración de ER (y la reducción de emisiones derivadas) y el desempeño económico y técnico de los sectores eléctricos en los cuales se integran.

Para facilitar la integración de ER en los sectores eléctricos ha sido necesaria la implementación de mecanismos de política que ayuden a que las ER puedan franquear las barreras arriba mencionadas. Estas políticas han mostrado ser efectivas en términos del aumento de las inversiones en ER en diferentes sectores eléctricos, como lo demuestra el incremento significativo de la capacidad instalada a nivel mundial de ER.

Los procesos de política energética (incluyendo los FiT's) han probado ser incentivos significativos para mejorar el uso de energías renovables en los países europeos (Marques & Fuinhas, 2012).

El trabajo de Scarlat, centrado en el estudio del marco regulatorio en la Unión Europea, concluye que es posible alcanzar las metas de energía renovable para el año 2020, pero este progreso se ralentizaría debido a la disminución de inversiones y a la reducción en

los esquemas de soporte un varios países miembros (Scarlat, Dallemand, Monforti-Ferrario, Banja, & Motola, 2015).

Los efectos de la introducción de las energías renovables en los sectores eléctricos no siempre son claros y pueden no ajustarse a los objetivos perseguidos por las políticas que las implementan. Por ejemplo, la misma adopción de ER implica restricciones ambientales y materiales y el potencial de consecuencias ambientales imprevistas (Mathews, 2014).

Las políticas *por sí solas* no pueden cumplir el objetivo de una integración exitosa (eficiente en términos técnicos y de mercado) de las ER en los sectores eléctricos. Éstos deben estar preparados en términos técnicos y de mercado para su adopción.

Por ejemplo, la integración de ER a la red eléctrica se torna difícil en la medida que ésta debe estar lo suficientemente desarrollada para soportar la variabilidad de los cambios de frecuencia que impone la intermitencia de las energías renovables variables (VRE's), la inyección de energía eléctrica a la red derivada de excedentes de producción (autogeneración a gran escala), entre otros.

Este caso fue analizado por Hua quien realizó un estudio comparativo del desarrollo de las energías renovables en China y Australia desde el punto de vista de las políticas implementadas para tal fin, encontrando que en ambos países existe un retraso de la red eléctrica para soportar el desarrollo de las energías renovables y que además en ambos países existe una falta de coordinación entre los gobiernos centrales y provinciales (Hua, Oliphant, & Hu, 2016).

Algunas veces los mecanismos de política inicialmente implementados no son suficientes para cumplir las metas de ER. El trabajo de Lo analiza la eficiencia de las políticas de desarrollo de energías renovables en China encontrando que no es claro que dichas políticas sean suficientes para alcanzar las metas de largo plazo de ER de China, la cual es alcanzar una participación del 15% para el año 2020 (Lo, 2014).

Osmani estudió la generación de ER en los Estados Unidos y concluye que se hace necesario, para una integración más efectiva de este tipo de energías, la implementación de políticas energéticas más robustas que vayan más allá de los niveles de incentivos de impuestos, los subsidios de diferentes energías renovables, el tope de emisiones, el porcentaje mínimo de energía a ser generado con fuentes renovables, entre otros (Osmani, Zhang, Gonela, & Awudu, 2013).

No todas las tecnologías se integran de la misma manera en los sectores eléctricos. Reiche realiza un análisis de las diferencias en las políticas que incentivan el uso de

energías renovables en los países miembros de la Unión Europea, en donde afirma que la energía fotovoltaica no se ajusta sistemas eléctricos de gran escala (Reiche & Bechberger, 2004).

Un impedimento a la integración de las ER cuya adopción y desarrollo ya se ha impulsado mediante mecanismos de política son los intereses políticos de algunas industrias de energía eléctrica de fuentes no renovables. Este es el caso analizado por Yoon, el cual se centra en las razones por las cuales las políticas energéticas renovables están fallando en Corea del Sur. Concluye que el principal motivo del pobre desempeño de tales políticas se atribuye al ambiente político que ha sido dominado por los intereses de la industria de energía a nuclear y de combustibles fósiles (Yoon & Sim, 2015).

3.2.2 Estudio de casos

Los efectos en los sectores eléctricos de la integración de ER no son homogéneos en todos los países. Dependen en gran medida de la composición de la canasta energética, del potencial de generación eléctrica a partir de ER, del modelo de configuración del mercado eléctrico (los mecanismos de política son diferentes en un mercado de energía mayorista y uno integrado verticalmente), del funcionamiento y desempeño de la red eléctrica, entre otros.

Así las cosas, se realiza a continuación el estudio de casos de los sectores eléctricos alemán y español en el que la integración de ER ha sido importante y resulta ser paradigmático en lo que respecta a los efectos de dicha integración de las ER en el sector eléctrico. Luego se analiza el caso colombiano que se encuentra en los albores de la integración de ER.

3.2.2.1 Alemania

Alemania es el mercado de electricidad más grande de Europa y el país de tránsito de electricidad más importante de los ejes en el mercado eléctrico europeo continental (Anaya & Pollitt, 2015). Además fue el primer país desarrollado que implementó un plan en el que pretende realizar la transición del sector eléctrico hacia fuentes de ER. Mediante este plan se espera que el 80% de la energía producida en dicho país para el año 2050 provenga de fuentes renovables de energía.

El sector eléctrico alemán se encuentra regulado a nivel europeo y a nivel nacional.

A nivel europeo se encuentran las siguientes instituciones (Ríos, Rapún, Relaño, & Chiarri, 2010):

- Comisión Europea, Comisario de Energía (DGENERGY): Sus competencias comprenden la iniciativa legislativa y vigilancia de ejecución de normas aprobadas por el Parlamento y el Consejo europeos en materia energética.
- Consejo y Parlamento Europeos: Aprueban la regulación europea de electricidad conforme a lo establecido en los Tratados.
- Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER): Agencia creada a partir del tercer paquete debido a la necesidad de disponer de un organismo común, un regulador independiente a nivel europeo, que presentara propuestas a la Comisión en decisiones sustantivas. Además asiste a las Autoridades Regulatorias Nacionales (NRA). Sus funciones son el tratamiento de problemas transfronterizos, la supervisión de la reglamentación y cooperación entre los Gestores de Redes de Transporte, la toma de decisiones sobre cuestiones técnicas y sobre condiciones de acceso y seguridad de infraestructuras transfronterizas, así como la supervisión e información sobre el sector de gas y electricidad.
- Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas (ERGEG): Órgano consultivo de la Unión Europea. Surge por decisión de la Comisión de (2003/796/ CE) como una versión formal del anterior Consejo Europeo de Reguladores de Energía (CEER) y como punto de contacto entre las Autoridades Regulatorias Nacionales y la Comisión. Sus funciones son asesorar y asistir a la Comisión Europea en la consolidación del mercado interior de la energía.
- European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E): Se trata de una organización establecida tras el tercer paquete legislativo para velar por la gestión óptima de la red de transporte eléctrica europea. Constituye el cuerpo de los Operadores del Sistema a nivel europeo y en la actualidad participan 42 Operadores del Sistema de 34 países. Su principal función es preparar códigos de red, que una vez aprobados por ACER, serán de obligado cumplimiento dentro de la Unión Europea.
- Foro Regulatorio de Electricidad (Foro de Florencia): reuniones que se organizan anual o bianualmente sin poder normativo pero que contribuyen al desarrollo armonizado de la regulación.

A nivel nacional el sector eléctrico alemán está regulado por (Cicchetti & Fabricatore, 2014):

- Ministerio Federal de Asuntos de Economía y Energía.
- Agencia Federal de Redes.
- Autoridades Estatales Regulatorias.
- Autoridad de Transparencia de Mercado para Electricidad y Gas.
- Agencia Ambiental Federal.
- Autoridad de Emisiones de Alemania.

En la Tabla 3-1 se presenta la evolución de las políticas y mecanismos de política implementados en Alemania para hacer frente a sus compromisos de reducción de GEI para afrontar el cambio climático.

Tabla 3-1: Políticas para afrontar el cambio climático en Alemania¹⁴

Año	Actos legislativos	Descripción
1976	Energy Saving Act (EnEG)	Esta Ley constituye la base fundamental para gran parte de la política actual de la eficiencia energética, en particular la Ordenanza de costes de calefacción y la Ordenanza de ahorro de energía.
1997	Energy Consumption Labelling Act (EnVKG)	Esta ley establece la base para el etiquetado energético (es decir, de los productos) en Alemania. En ella se estipulan los requisitos de etiquetado para los productos en cuanto a su consumo de energía, el consumo de otros recursos importantes, y su huella de carbono. Esto puede tomar la forma de una etiqueta que indique el consumo, información del producto, o información de publicidad.
2000	Renewable Energy Sources Act (EEG)	Esta Ley sustituyó a la ley sobre suministro de electricidad a partir de recursos renovables en la red pública de 1990. El núcleo fundamental de la primera <i>Electricity Grid Feed Act</i> se conserva: los operadores de red deben suministrar electricidad de ER en la red y cobrar un precio establecido por el Estado para ello. Sin embargo, el enfoque normativo se ha actualizado y se ha sofisticado bajo la

¹⁴ Las leyes mostradas en la tabla, si bien están escritas originalmente en idioma alemán, también se encuentran traducidas al inglés en la documentación legal germana. Se opta pues por dejar la traducción al idioma inglés para una fácil y rápida consulta.

Año	Actos legislativos	Descripción
		nueva ley. La Ley tiene como objetivo generar el 35% del suministro de electricidad a partir de fuentes de energía renovables para el año 2020 (modificada a 30 % después de la catástrofe de Fukushima). Los objetivos a largo plazo incluyen la cuota de electricidad renovable a 40-45 % para el año 2025, un 55-60 % en 2035 y 80 % para el año 2050.
2002	Combined Heat and Power Act (KWKG)	Esta Ley tiene por objeto aumentar la generación de electricidad a partir de plantas CHP (<i>Combined Heat and Power</i>), para apoyar el lanzamiento del sector de celdas de combustible y la financiación para la construcción y expansión de los sistemas de calefacción y refrigeración. La ley tiene la intención de contribuir a un aumento en la generación de electricidad a partir de cogeneración en un 25 % en 2020 a través de la modernización de las plantas y la construcción de nuevas plantas de cogeneración.
2005	Energy Industry Act (EnWG)	Marco de políticas para aumentar la competencia, la seguridad del suministro y la producción de energía sostenible. Requiere etiquetado de electricidad en función del tipo de fuente de energía, proporcionando una mayor información sobre las fuentes de electricidad para permitir a los consumidores tomar decisiones informadas sobre proveedores.
2007	Biofuel Quota Act (BioKraftQuG)	Es la base jurídica para el Programa Integrado de Energía y Clima, que contenía un objetivo del 17% de biocombustibles para el año 2020. Según la ley, un porcentaje cada vez mayor de combustible para uso en vehículos de motor debe ser producido a partir de biomasa. El Consejo Asesor Alemán sobre el Ambiente encontró el objetivo demasiado ambicioso, y favorece el uso de biomasa en plantas de cogeneración estacionarias. La Unión Europea en la Directiva sobre ER establece una cuota de energías renovables de sólo el 10 % para el sector del transporte.
2008	Renewable Energies Heat Act (EEWärmeG)	La intención de esta ley es el de acelerar la expansión de las redes de transmisión de Alemania. En ésta se describen 23 proyectos propuestos de "Prioridad absoluta" para el suministro eléctrico futuro y también regula el uso de alta tensión de cables subterráneos en la red de transmisión.
2010	Energy and Climate Fund Act (EKFG)	Esta ley crea el Fondo de Energía y Clima. El fondo se va a utilizar para la promoción de un suministro de energía respetuosa del medio ambiente, fiable y asequible, por ejemplo con respecto a la eficiencia energética. Los ingresos provendrán principalmente de un acuerdo contractual de los operadores de centrales nucleares con el estado alemán, el cual se repartirá entre una pequeña parte de sus beneficios extraordinarios. Además, será financiado por partes del impuesto sobre la barra de combustible nuclear y la subasta de

Año	Actos legislativos	Descripción
		derechos de emisión a partir de 2013.
2011	Grid Expansion Acceleration Act (NABEG)	La intención de esta ley es ampliar la infraestructura de la red para fomentar el suministro de energía renovable. En ésta se establece un paquete de medidas para reducir el tiempo necesario para los procedimientos de planificación y aprobación de las líneas de tensión muy elevados interestatales o internacionales de conformidad con la EnLAG . El objetivo es crear las condiciones óptimas de inversión y promover la aceptación de la construcción de la línea entre las personas y asociaciones involucradas y afectadas.
2012	Carbon Capture and Storage Act (KSpG)	Esta Ley garantiza un almacenamiento permanente de CO ₂ en capas subterráneas de roca de una manera que protege a la humanidad y el medio ambiente y toma la responsabilidad de las generaciones futuras en consideración. La ley regula la exploración, pruebas y demostración de la tecnología de almacenamiento de CO ₂ permanente. Es la legislación de aplicación a nivel nacional de la Directiva de la UE relativa al almacenamiento geológico de CO ₂ .

Fuente: (Nachmany et al., 2015). Elaboración propia

Desde el año 1974, después de la crisis del petróleo, Alemania comenzó su política de ER. Para promover las ER en el sector eléctrico el gobierno alemán ha adoptado diferentes leyes como la *Electricity Feed Law* en el año 1990 y la *Renewable Energy Law (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)* en el año 2000. Estas leyes obligaron la compra de electricidad mediante ER por parte de las compañías eléctricas y además ofreció sustanciales subsidios a los productores de electricidad a partir de ER. En el año 2010, el Plan de Acción Nacional de Energía Renovable (NREAP) ha proyectado que la participación de ER será del 38% para el año 2020, 50% para el 2030, 65% para el 2040 y el 80% para el año 2050, y adicionalmente la capacidad instalada acumulada de solar PV sería de 51,75 GW para el año 2020, mediante adiciones anuales de 3,5 GW. La Estrategia Sostenible Nacional fue adoptada en Alemania en el año 2012 para alcanzar las metas de las diferentes fuentes de energía renovable. Se ha visto que Alemania comparte las mayores capacidades de las capacidades de energía solar fotovoltaica durante la última década (Kumar Sahu, 2015).

En el año 2012, el gobierno alemán introdujo una nueva política de Energías Renovables (EEG 2012) en la cual se establecieron mecanismo FiT que decrecen de manera gradual

en un período de 20 años para premiar la rápida adopción de ER, mientras aseguraba que la generación de energía verde eventualmente se volvería competitiva (Kumar Sahu, 2015).

La configuración del mercado eléctrico alemán es de competencia minorista. El suministro de energía eléctrica se realiza mediante licitaciones competitivas dentro del mercado de la energía de control del mercado de energía alemán, en el que participan un gran número de proveedores. Los proveedores más pequeños también son capaces de participar en las licitaciones por un proceso de puesta en común (*pooling process*). Casi el 90% de todas las plantas generadoras que pueden proporcionar energía de control son elegibles para participar en el Operador del Sistema de Transmisión (TSO's) (GTAI, 2016).

El diseño de mercado está basado en la figura del responsable de equilibrio o balance (*responsible party*): cada agente tiene un "perímetro de equilibrio" compuesto por entradas -producción de las centrales propias, importaciones, - y salidas -venta a clientes, exportaciones. En consecuencia los agentes envían al Operador del Mercado sus ofertas ya neteadas, sin necesidad de realizar ofertas individuales por cada una de sus centrales. Para cada hora, el balance de entradas y salidas de cada responsable de equilibrio tiene que estar compensado y en caso contrario, el Operador del Sistema suministra la energía de desvío necesaria para equilibrar el sistema. La energía de desvío se suministra a través del mercado de servicios complementarios (Ríos et al., 2010).

Bajo la EnWG de 2005, los operadores de la red eléctrica no pueden estar involucrados en la producción de electricidad o en actividades de ventas de electricidad de una empresa de energía integrada verticalmente. Las redes eléctricas, en general, deben ser operadas a través de entidades legalmente separadas ("separación jurídica"). Además, las estructuras organizativas tienen que garantizar la independencia de los tomadores de decisiones responsables de la operación de la red ("desagregación operativa"). Las normas sobre "la desagregación de información" requieren la estricta confidencialidad de la información económicamente sensible obtenida a través de operaciones de la red, así como la divulgación no discriminatoria de la información relacionada con la red que pueda ofrecer beneficios económicos a niveles aguas arriba o aguas abajo. Por último, la contabilidad interna, así como los informes financieros tienen que ser separados de la contabilidad relacionada con el comercio ("separación contable") (Cicchetti & Fabbriatore, 2014).

La nueva ley (EnWG) provee tres modelos de desagregación con diferentes niveles de separación estructural de la operación de red, desde la generación eléctrica hasta las actividades de suministro de electricidad (Cicchetti & Fabbricatore, 2014). Los tres modelos de desagregación son:

- Completa desagregación patrimonial.
- Operador Independiente del Sistema (ISO).
- Operador Independiente de Transmisión (ITO)

En la actualidad existen cuatro Operadores de la Red de Transmisión (TSO's) en Alemania que conforman el sistema de transmisión alemán: 50Hertz, Amprion, TenneT TSO y TransnetBW.

En lo que respecta a los sistemas de distribución (DSO's), éstos usualmente son propiedad de las municipalidades. En el año 2014 había 869 DSO's en Alemania. Puede afirmarse que existe un mercado competitivo de electricidad en Alemania, tanto en la esfera de la generación como en la de distribución. Desde los esfuerzos de la liberalización del mercado con la EnGW, al menos un tercio de los consumidores han cambiado de proveedor eléctrico (Cicchetti & Fabbricatore, 2014).

El operador de mercado de energía es EEX, en donde se transan derivados de energía, *commodities* como petróleo, entre otros. El mercado eléctrico *spot* de Alemania, Austria, Francia y Suiza es operado por EPEX SPOT, que resulta de una unión entre EEX y Powernext de Francia.

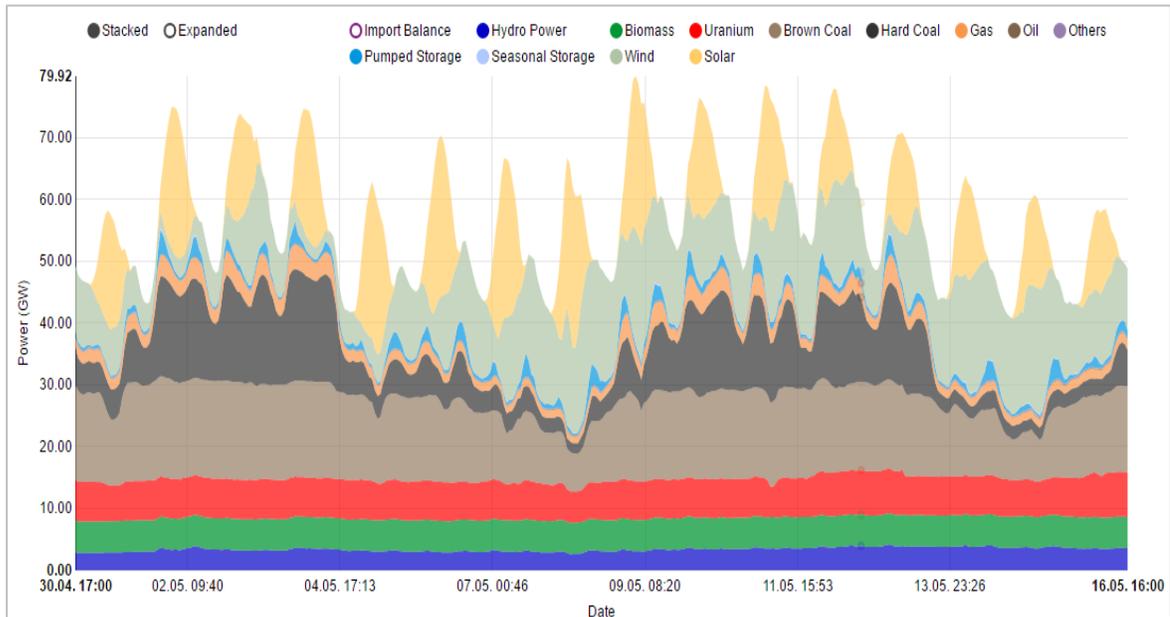
En este mercado *spot* los intercambios son llevados a cabo físicamente bien sea en el mismo día (*intra-day-market*), o al día siguiente (*day-ahead-market*). Este mercado *spot* asegura la optimización de corto plazo del suministro y ventas. Una característica importante de este mercado es la existencia de productos estandarizados que soportan la integración de las ER en el mercado eléctrico.

Se realizan en este mercado las subastas *day-ahead* para Alemania, Austria, Luxemburgo, Francia, Reino Unido, Holanda, Bélgica y Suiza. También se realizan las subastas intradiarias para Alemania.

En la Figura 3-1 se presenta la generación de energía eléctrica en el mes de mayo de 2016 en Alemania. Como puede observarse de la figura, la generación de energía eólica *onshore* y solar PV es importante en la participación total.

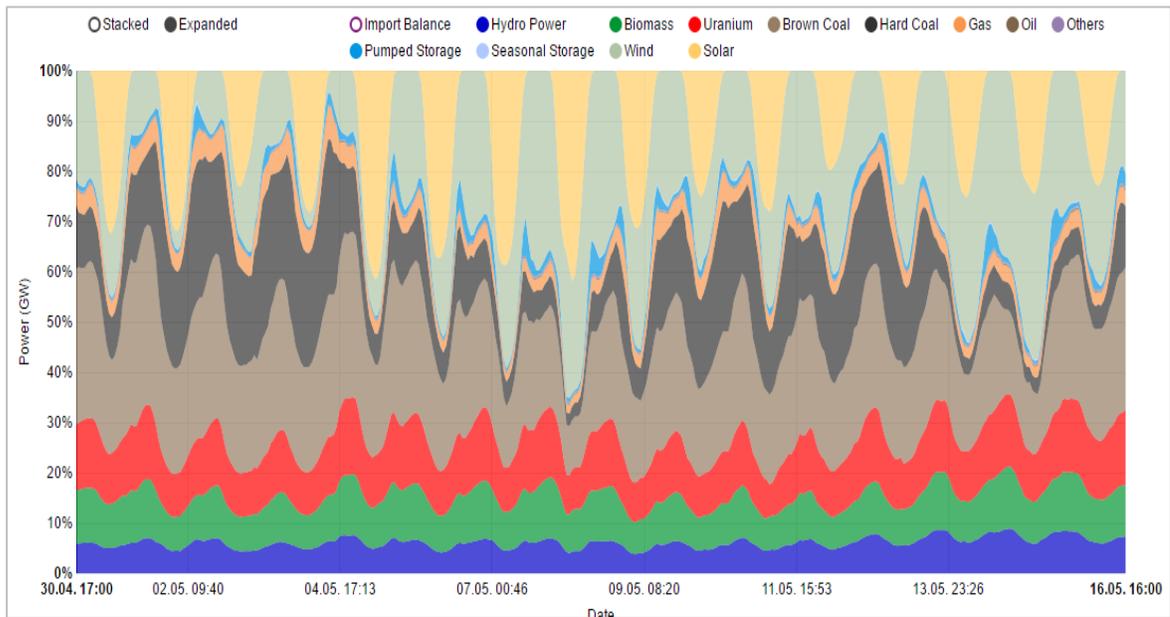
La participación total de cada fuente de electricidad en la generación total de Alemania para el mes de mayo de 2016 se presenta en la Figura 3-2.

Figura 3-1: Generación de energía eléctrica en Alemania. Mayo de 2016



Fuente: (Fraunhofer ISE, 2016)

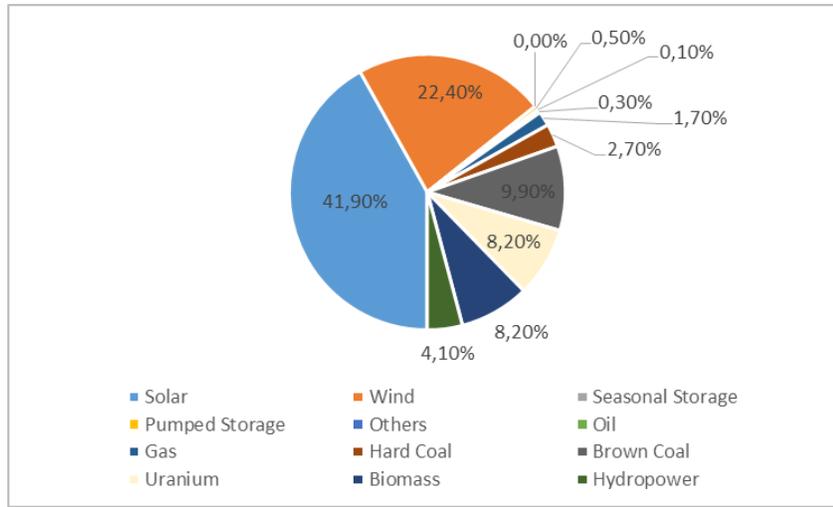
Figura 3-2: Participación de la generación de energía eléctrica en Alemania por fuente



Fuente: (Fraunhofer ISE, 2016)

En el día 8 de mayo a las 6:00 a.m. la participación de la energía solar fotovoltaica en la generación eléctrica total fue de 41,9% y la de la energía eólica fue de 22,4%, como se presenta en la Figura 3-3.

Figura 3-3: Participación de la generación de energía eléctrica en Alemania por fuente.
Mayo 8 de 2016 – 6:00 a.m.



Fuente: (Fraunhofer ISE, 2016) Elaboración propia

De esta manera, más del 60% de la generación eléctrica para esa fecha y hora se efectuó a partir de energía solar PV y eólica, *desplazando* la energía generada a partir de las otras fuentes de energía. Esta participación es superior a la meta planteada de participación de ER en la generación para el año 2035 (55% - 60%).

La capacidad instalada de generación eléctrica de Alemania en el año 2015 fue de 185 GW, de los cuales el 50% (92,3 GW) corresponden a tecnologías de ER no convencionales (no incluye la energía hidroeléctrica), como puede apreciarse en la Figura 3-4. La capacidad instalada en solar PV y eólica suman 83,5 GW, las cuales son energías renovables variables (VRE's) de carácter intermitente y que ejercen presión sobre las redes de transmisión.

En la Figura 3-5 se muestra la evolución de la capacidad instalada de ER en Alemania. La capacidad instalada de ER creció, desde la promulgación de la Ley de energías renovables (EEG) en el año 2000 hasta el año 2015, 525% pasando de 16.809 MW a 104.978 MW.

El crecimiento de la energía solar PV es, por lo menos, impresionante. En el año 2000 solamente habían instalados 114 MW, para el año 2015 fueron 39.634 MW, representando un crecimiento en este lapso de 34.400%.

Como se ha demostrado, tanto la generación eléctrica como la capacidad instalada a partir de ER en Alemania es considerable y ha crecido a un ritmo sostenido desde la promulgación de la EEG en el año 2000, especialmente la tecnología solar PV.

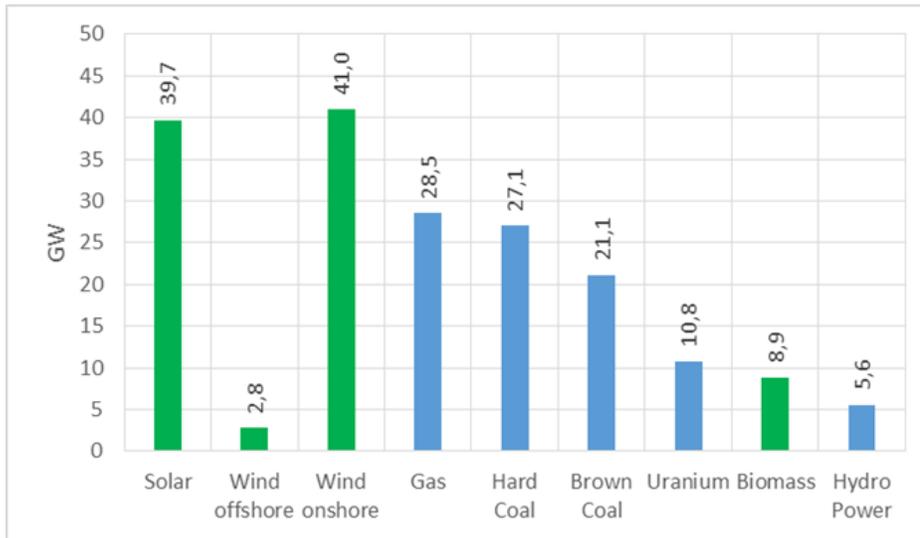
La generación con ER no se debe sólo al compromiso de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero sino también a la existencia de firmas productoras de maquinaria y equipos destinados a la producción de energía renovable. Alemania cuenta con 83 firmas dedicadas a la producción de paneles solares (ENF, 2016), y 26 empresas proveedoras de tecnología eólica (Europages, 2016).

El mecanismo de política FiT ha tenido un papel importante en la integración de ER en el sector eléctrico alemán. Puede afirmarse que Alemania (junto con España) son los países representativos del uso de los mecanismos FiT, especialmente dirigida a la energía solar PV.

A partir de la entrada en vigencia de la EEG 2012, los operadores de plantas de ER pueden elegir entre recibir una tarifa fija garantizada (FiT's) y una prima de mercado sobre una base mensual (*Premium Scheme*). Bajo el mecanismo FiT son los TSO's los responsables de vender la electricidad en el mercado *spot*, mientras que bajo el esquema de prima de mercado u otras formas de mercadeo directo, los vendedores de RE deben vender la electricidad por sí mismos. Bajo el esquema de prima de mercado los vendedores son remunerados con la diferencia entre las tarifas garantizadas (FiT's) a las que tendrían derecho y el valor promedio de mercado de la electricidad generada. También reciben una prima de administración con el objetivo de cubrir los costos adicionales de la participación directa en el mercado como los costos de balance cuando la generación se desvía del pronóstico y los costos de las transacciones de mercado (Gawel & Purkus, 2013).

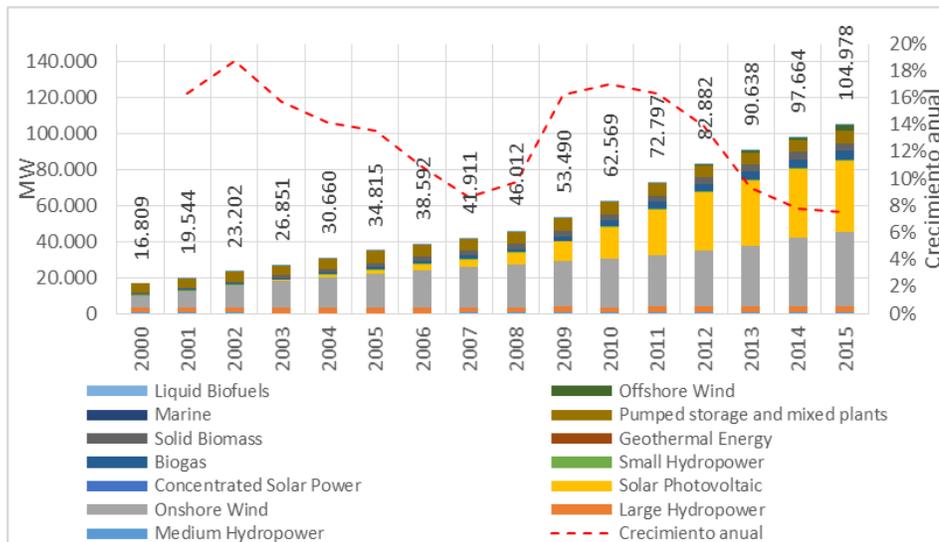
En la Figura 3-6 se presenta el esquema general del esquema de premios para las ER en el mercado alemán de electricidad.

Figura 3-4: Capacidad instalada en Alemania para el año 2015



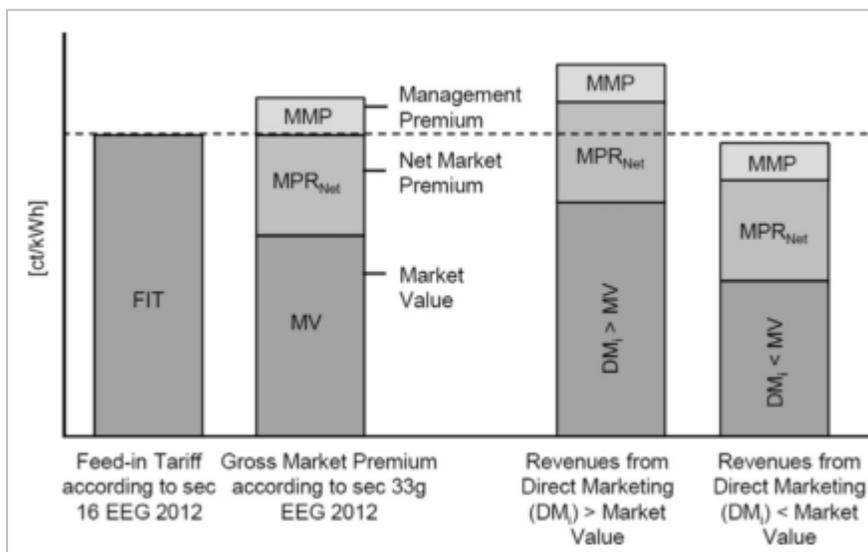
Fuente: (Fraunhofer ISE, 2016) Elaboración propia

Figura 3-5: Evolución de la capacidad instalada en ER en Alemania



Fuente: (IRENA, 2016a) Elaboración propia

Figura 3-6: Esquema de prima de mercado para las RE en Alemania



Fuente: (Gawel & Purkus, 2013)

La ley EEG también impone restricciones a la red en el sentido en que requiere los operadores de la red conecten las instalaciones que producen electricidad a partir de fuentes de energía renovables y de la generación de gas de las minas de manera prioritaria, desplazando así la energía generada por fuentes convencionales a partir de combustibles fósiles y nuclear. Por lo tanto, los generadores de renovables distribuidos tienen que estar conectados antes que las centrales eléctricas convencionales.

Anaya, estudió la integración de la generación distribuida en términos de los incentivos regulatorios en Alemania, Dinamarca y Suecia, y encontró que existe una gran socialización de los costos de conexión donde el enfoque superficial es la metodología de conexión y el operador de la red está obligado a reforzar la red y *transferir los costos relacionados a la demanda* (Anaya & Pollitt, 2015).

Es por esto, en parte, que los hogares alemanes pagan la tarifa por electricidad más cara de la Unión Europea.

En el año 2012 los operadores de red alemanes anunciaron un incremento significativo en los precios de la electricidad (Der Spiegel, 2012).

Tal subida de precios responde a evaluación de conformidad con la Ley de Energía Renovable (EEG), una especie de recargo de solidaridad con la energía verde que se añade automáticamente a la factura de electricidad de cada consumidor.

Adicionalmente existen presiones importantes sobre la red de transmisión. Esto es ocasionado por la liberalización del mercado, el crecimiento de la electricidad transmitida, el incremento de las ER lo que resulta en distancias más grandes por cubrir desde los sitios de generación hasta los sitios de consumo. Lo anterior deriva en un aumento de la electricidad transmitida y un incremento en las fluctuaciones por el monto de energía generada, incluyendo las cargas adicionales a la red.

Por tanto para, para sostener el sistema de transmisión, deben realizarse nuevas inversiones en la expansión y modernización de las redes eléctricas (Federal Ministry for Economics Affairs and Energy, 2016a). Quizás el mayor reto que enfrenta el sistema de transmisión eléctrico alemán, es que la generación se ha vuelto cada vez más dispareja. Otro reto que enfrentan las redes eléctricas alemanas es el creciente suministro de energía desde los usuarios a la red por el incremento de la instalación de paneles solares PV de techo y pequeños parques eólicos.

El Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Energéticos de Alemania reconoce los efectos de la variabilidad de las VRE's. Según el Ministerio, parece paradójico que aunque la participación de las ER ha continuado creciendo, todavía se necesitan suficientes plantas a base de gas y carbón en el futuro, puesto que las ER no producen electricidad en todo momento. Además el sector eléctrico alemán todavía se encuentra corto de opciones para balancear las entradas fluctuantes de las ER. Por eso se necesitan centrales eléctricas convencionales versátiles para satisfacer la mayor parte de la demanda de energía cuando el viento no sopla o el sol no brilla (Federal Ministry for Economics Affairs and Energy, 2016b).

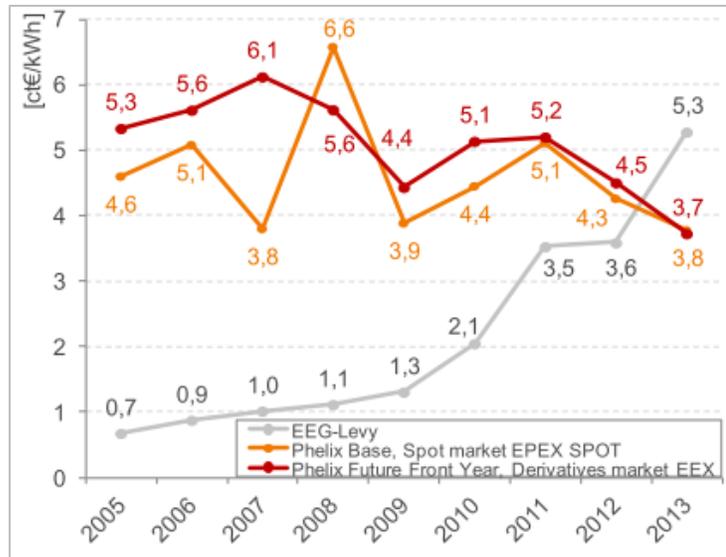
Una consecuencia importante derivada de la implementación de las ER a través de mecanismos de precios (FIT's) ha sido el drástico incremento de los costos de financiación (*funding costs*) de las ER en los años recientes que ha llevado a una situación en la cual las sobretasas a las ER (*EEG Levy*), antes de impuestos, representan aproximadamente un cuarto de los precios de la electricidad de los hogares. Esto se refleja en los niveles de precio mayoristas: la sobretasa a las ER sobrepasa tanto el precio de mercado de derivados para el año siguiente (*front year*) y el precio de mercado *spot* (Richter & Adigbli, 2014), como se aprecia en la Figura 3-7.

Las sobretasas a las ER (*EEG Levy*) es la diferencia entre los pagos por remuneración a los operadores de ER y los ingresos por ventas que remuneran a los operadores. Esta sobretasa es distribuida entre todos los consumidores de energía. Así, los productores de

electricidad deben pagar una sobretasa ER a los TSO's por cada kilovatio ofertado a los consumidores finales (IWR, 2016).

Para el año 2015 la sobretasa ER fue de 6,345 EUR cents/kWh y es pagable a partir del 1° de enero de 2016 por cada kilovatio hora de electricidad usado por los consumidores finales (TransnetBW, 2016).

Figura 3-7: Sobretasa ER, precios spot, y derivados de electricidad a un año



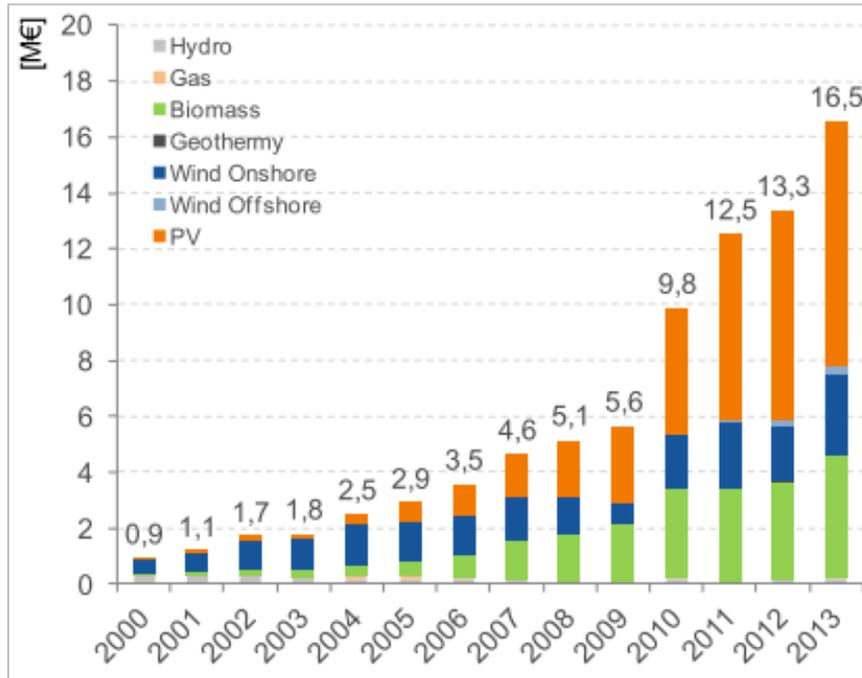
Fuente: (Richter & Adigbli, 2014).

En la Figura 3-8 se presenta la evolución de los costos diferenciales (costos de financiación), que son la brecha entre los ingresos generados por la comercialización de energía renovable y los gastos de tarifas garantizadas (FiT's) o las primas del mercado (*Premium Scheme*).

Para el año 2013 los costos diferenciales ascendían a 16,5 millones de euros, partiendo de 0,9 millones de euros en el año 2000, año de entrada en vigencia de la ley EEG.

A pesar de estos primeros pasos hacia la integración del mercado de las energías renovables, los vendedores de ER todavía no responden plenamente a las señales de precios en el mercado *spot*, lo que puede producir decisiones de producción ineficientes dado que tales vendedores no ofrecen la ER basados en los costos marginales, y como resultado las formas actuales en cuanto a la comercialización de energía de acuerdo con la EEG podría dar lugar a una distorsión indeseable de un precio mayorista de energía en el largo plazo (Richter & Adigbli, 2014).

Figura 3-8: Costos diferenciales de las ER en Alemania



Fuente: (Richter & Adigbli, 2014).

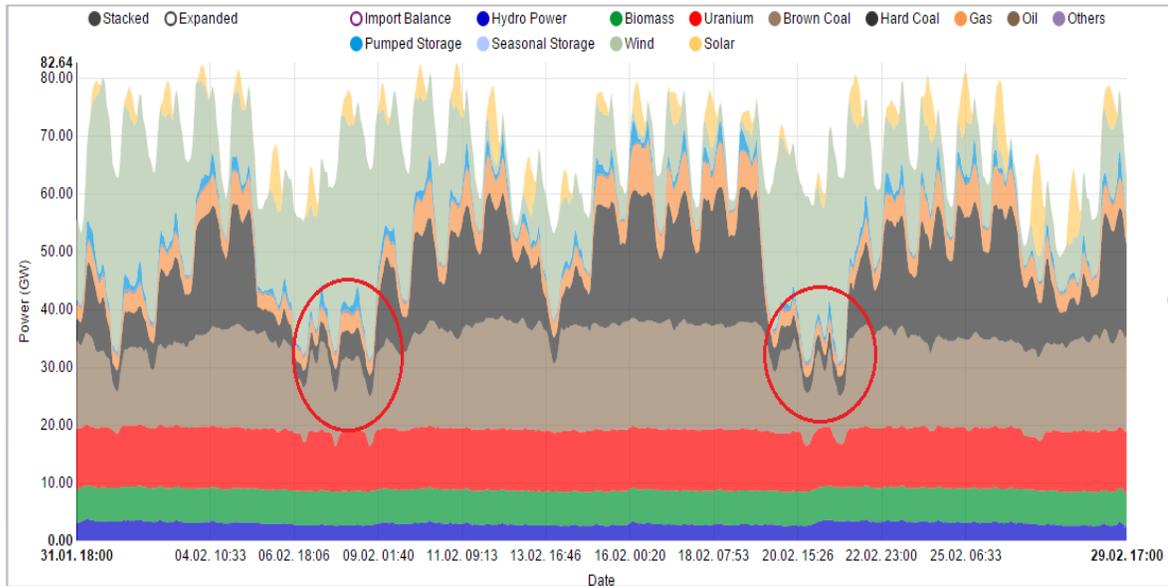
Un aspecto particular del mercado *spot* de energía eléctrica alemán es la presencia de precios negativos, tanto para el mercado intra-diario como para el de día siguiente (*day-ahead*).

En la Figura 3-9 se presenta la generación horaria de energía eléctrica en Alemania, para el mes de febrero de 2016. Como se puede apreciar en la figura, en el mes de febrero ocurrieron eventos de gran producción de energía eólica (señalados con círculos rojos), que desplazaron la generación de electricidad a base de gas, carbón, uranio e hidroeléctrica de bombeo y almacenamiento.

La entrada masiva de generación de electricidad eólica, y el consiguiente desplazamiento de otro tipo de generación eléctrica, produjo precios negativos en el mercado *spot* intra-diario y *day ahead* (en círculos rojos), como se presenta en la Figura 3-9.

Las plantas de generación inflexibles (como las térmicas a base de carbón y las nucleares) no pueden ser apagadas y prendidas de una forma rápida y con costos eficientes.

Figura 3-9: Generación de energía eléctrica en Alemania en febrero de 2016



Fuente: (Fraunhofer ISE, 2016)

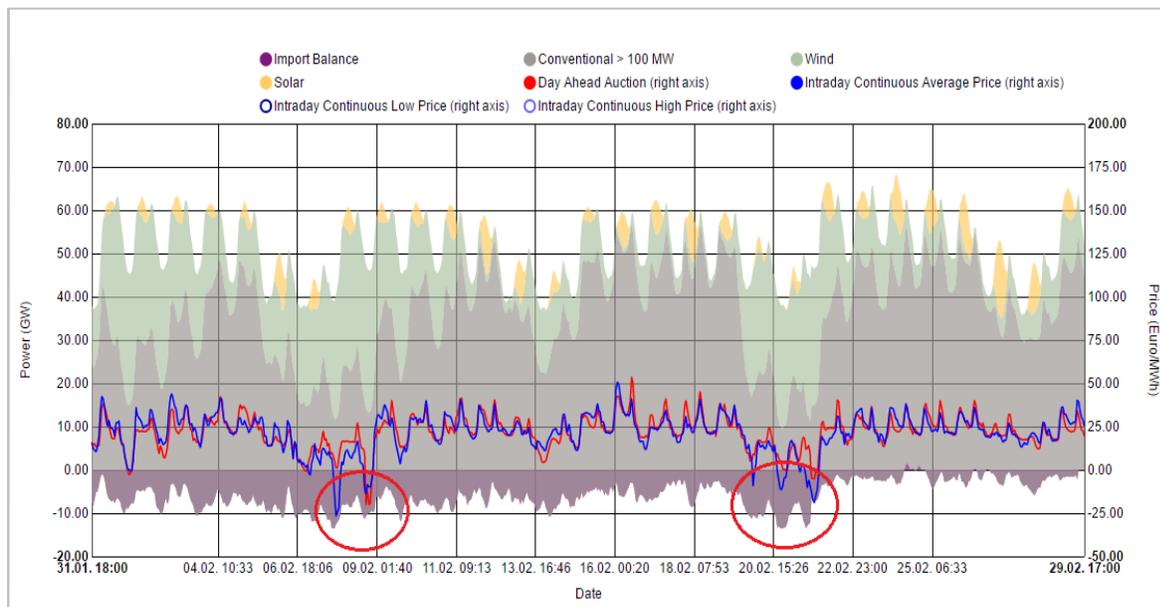
La entrada masiva de generación de electricidad eólica, y el consiguiente desplazamiento de otro tipo de generación eléctrica, produjo precios negativos en el mercado *spot* intradiario y *day ahead* (en círculos rojos), como se presenta en la Figura 3-10.

Los precios negativos son una señal en el mercado mayorista que ocurre cuando una generación de electricidad altamente flexible coincide con baja demanda (EPEX, 2016).

Las plantas de generación inflexibles (como las térmicas a base de carbón y las nucleares) no pueden ser apagadas y prendidas de una forma rápida y con costos eficientes.

En los mercados de electricidad mayoristas, los precios son función de la oferta y la demanda, que están determinados a su vez por factores climáticos, factores estacionales y por el comportamiento mismo de los consumidores. De esta manera el precio de la energía eléctrica es una señal que ayuda a balancear la oferta y la demanda. Así, si el precio cae, es una señal para los generadores para reducir la producción eléctrica y no sobrecargar las redes. Los precios en el mercado *spot* alemán (y en los sectores eléctricos que participan en el mercado mayorista europeo EPEX) el precio puede caer debajo de cero.

Figura 3-10: Precios del mercado spot en Alemania en mayo de 2016



Fuente: (Fraunhofer ISE, 2016)

Los precios negativos significan que los generadores deben pagar para que la red reciba su generación.

Así, ante la presencia de precios negativos, los productores deben comparar los costos de arranque y parada de sus plantas con los costos de vender su energía a precios negativos (pagar para que la red reciba su producción inflexible). Si los medios de producción son lo suficientemente flexibles, los productores pararán su generación eléctrica para este periodo de tiempo y con esto se previene o amortigua los precios negativos en el mercado mayorista y se alivia la tensión de la red. Tales precios negativos tienen un límite (*cap*) y tal límite constituye una barrera económica para el comercio de energía eléctrica.

La introducción de la posibilidad de precios negativos de energía eléctrica en el mercado mayorista alemán se introdujo en el año 2008 en el mercado alemán *day-ahead*, y en el 2007 en el mercado intra-diario (EPEX, 2016).

Por los fenómenos producidos en el sector eléctrico alemán a raíz de la introducción de las ER, los reguladores han ido revisando y modificando la EEG. La reforma a dicha ley en el 2014 obliga a los operadores de centrales de generación eléctrica a gran escala a

vender de manera directa su electricidad para así crear incentivos para mejorar los pronósticos de generación de las plantas eólicas y optimizar las estrategias de ventas (DIW Berlin, 2016).

3.2.2.2 España

El sector eléctrico español estuvo integrado verticalmente hasta el año 1998. Hasta entonces, la actividad del sector estaba concentrada en empresas caracterizadas por una importante estructura vertical, y que ejercían monopolio en las distintas regiones españolas.

Con la entrada en vigencia de la ley 54 de 1997, se inició el proceso progresivo de liberalización del mercado eléctrico español, mediante la apertura de las redes a terceros, el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema (Ministerio de Industria; Energía y Turismo, 2016).

En esta legislación,

“(…) se abandona la noción de servicio público, [...] sustituyéndola por la expresa garantía del suministro a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional. La explotación unificada del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público de titularidad estatal desarrollado por el Estado mediante una sociedad de mayoría pública y sus funciones son asumidas por dos sociedades mercantiles y privadas, responsables respectivamente, de la legislación económica y técnica del sistema. La gestión económica del sistema, por su parte, abandona las posibilidades de una optimización teórica para basarse en las decisiones de los agentes económicos en el marco de un *mercado* mayorista organizado de energía eléctrica” (Jefatura del Estado, 1997).

La norma que en la actualidad regula al sector eléctrico español es la ley 24 de 2013. En esta norma se mantiene la distinción entre las actividades reguladas y las no reguladas, ya recogida en la norma anterior, al tiempo que se impulsa la competencia efectiva en el sector, introduciendo, entre otras medidas, un aumento de la competencia de las comercializadoras de referencia, mejorando la posición del consumidor en cuanto a la información disponible y facilitando los procesos de cambio de suministrador (Ministerio de Industria; Energía y Turismo, 2016).

Así pues, mediante esta ley se instaura un modelo de competencia minorista en el sector eléctrico español.

Esta nueva ley fue motivada por cambios fundamentales en el sector eléctrico español, entre los que se cuentan:

“(…) el alto nivel de inversión en redes de transporte y distribución, *la elevada penetración de las tecnologías de generación eléctrica renovables*¹⁵, la evolución del mercado mayorista de electricidad con la aparición de nuevos agentes y el aumento de la complejidad de las ofertas, y la aparición de un exceso de capacidad de centrales térmicas de ciclo combinado de gas, necesarias por otra parte para asegurar el respaldo del sistema. Asimismo, un elemento determinante para acometer esta reforma ha sido la acumulación, durante la última década, de desequilibrios anuales entre ingresos y costes del sistema eléctrico y que ha provocado la aparición de un déficit estructural” (Jefatura del Estado, 2013).

El sector eléctrico español está regulado por las siguientes entidades:

- Gobierno.
- Administraciones públicas.
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Se encarga del diseño y supervisión de las políticas del sector eléctrico español.
- Administración General del Estado. Se encarga de la planificación del sector eléctrico español.
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).
- Comisión Nacional de Energía (CNE). Institución reguladora del sector eléctrico y del sector de hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos.
- Comisión Nacional del Mercado de valores (CNMV). Organismo encargado de la supervisión e inspección de los mercados de valores españoles y de la actividad de los agentes que en ellos intervienen.

Los agentes que participan en el sector eléctrico español son;

¹⁵ Cursivas propias.

- Productores de energía eléctrica. Aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción.
- El operador del mercado (MIBEL). Gestiona de manera integrada los mercados (diarios e intra-diarios) para toda la Península Ibérica y su modelo de funcionamiento es el mismo que el de otros muchos mercados europeos. El Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) el resultado de un proceso de cooperación desarrollado por los gobiernos de España y Portugal con el fin de promover la integración de los sistemas eléctricos de ambos países (MIBEL, 2016).
- El operador del sistema. Tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.
- Transportista. Sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte. Tanto el operador del sistema como el transportista es la Red Eléctrica de España (REE).
- Distribuidores. Sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo.
- Los comercializadores, que son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional.
- Los consumidores, que son las personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para su propio consumo.
- Los gestores de cargas del sistema, que son aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética.

En la Tabla 3-2 se presenta la evolución de las políticas y mecanismos de política implementados en España para hacer frente a sus compromisos de reducción de GEI para afrontar el cambio climático.

Tabla 3-2: Políticas para afrontar el cambio climático en España

Año	Actos legislativos	Descripción
1998	Ley 34 de 1998	Esta ley regula las actividades relacionadas con los hidrocarburos líquidos y gaseosos.
2007	Ley 34 de 2007	Esta Ley de impuestos sobre vehículos de observa las emisiones de CO2 oficialmente acreditadas , según el caso, de un certificado expedido por el fabricante o importador del vehículo excepto cuando aparecen estos problemas en la tarjeta de inspección técnica o de otro documento oficial expedido individualmente al vehículo en cuestión.
2011	Ley 2 de 2011	La presente Ley tiene por objeto hacer más competitiva la economía mediante la promoción de la sostenibilidad ambiental en sectores como la energía, el transporte y la movilidad sostenible y la vivienda.
2013	Ley 8 de 2013	La presente Ley tiene por objeto promover la eficiencia energética y hacer frente a los desafíos causados por el cambio climático. Se reconoce la posibilidad de cambiar los parámetros del modelo de producción con la sostenibilidad ambiental, social y económica mediante la creación de empleos verdes, especialmente las relacionadas con las energías renovables y las políticas de rehabilitación y energía.
2013	Ley 24 de 2013	Esta Ley deroga la Ley 54/1997, que regulaba el sector anteriormente. El principal objetivo de la ley era reducir el déficit de tarifa insostenible del sector eléctrico. Se planea un nuevo esquema de apoyo a las fuentes de energía renovables, basado en la participación directa de las fuentes de energía renovables en el mercado, obligándolas a competir con las fuentes tradicionales, aunque el esquema permite que las energías renovables puedan recuperar los costos que no pudieron ser recuperados con la venta de la energía en el mercado.
2013	Ley 2 de 2013	Esta Ley incorpora las regulaciones para hacer frente a los efectos del cambio climático en las zonas costeras.

Fuente: (Nachmany et al., 2015). Elaboración propia

La regulación explícita sobre el fomento a las ER en España comienza con el “Plan de Fomento de las Energías Renovables en España” del año 1999 y que responde a los requerimientos de la Ley 54 de 1997. Este plan señala objetivos de crecimiento de cada tecnología renovable de forma que las fuentes de energía renovable cubran al menos el 12% del consumo de energía primaria en España en el año 2010.

El anterior Plan de Fomento fue sustituido por el “Plan de Energías Renovables en España 2005 – 2010 (PER)”. Con esta revisión se trató de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía primaria en 2010, así como la incorporación de los otros dos objetivos comunitarios indicativos de 29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte para 2010 (IDAE, 2005).

El PER incorpora los otros dos objetivos indicativos para el año 2010 —29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte— adoptados con posterioridad al anterior plan (IDAE, 2005).

Para lograr las metas establecidas en PER, se proponen una serie de mecanismos de políticas, entre los que se cuentan (IDAE, 2005):

- Ayudas públicas a la inversión: Contemplan las ayudas convencionales a fondo perdido y las destinadas a mejorar las condiciones de la financiación de las inversiones.
- Incentivos fiscales a la explotación para biocarburantes.
- Primas a la generación de electricidad con fuentes renovables: Se trata del único apoyo al grueso de la electricidad a generar con energías renovables. Únicamente en dos áreas —solar fotovoltaica y solar termoeléctrica— se prevé complementar las primas con ayudas a la inversión.

Adicionalmente se han implementados esquemas de tarifas garantizadas (FIT’s) para incentivar la integración de energías renovables en España.

Dos modificaciones importantes se llevaron a cabo en 2004 y 2007 con el fin de modificar los niveles de FIT y para alentar a los productores de Energía con fuentes renovables a participar más activamente en la electricidad.

En el año 2004 entró en vigencia el Real Decreto 436. Con este decreto se pretendía que en el año 2010 cerca de un tercio de la demanda de electricidad estuviera cubierta por tecnologías de alta eficiencia energética y por energías renovables, sin incrementar el coste de producción del sistema eléctrico, respecto de las previsiones que sirvieron para fijar la metodología de tarifas en 2002 (Ministerio de Economía de España, 2004). Según este decreto, el titular de la instalación de ER puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha

energía directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado más una prima.

El decreto real 661 de 2007 introduce una novedad: cuando el titular de la instalación vende de manera directa, se establecen unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores. Este nuevo sistema, protege al promotor cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos, y elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes, eliminando irracionalidades en la retribución de tecnologías, cuyos costes no están directamente ligados a los precios del petróleo en los mercados internacionales (Ministerio de Industria Turismo y Comercio, 2007). El esquema de FiT's es pues instalada mediante este decreto

Estas políticas demostraron ser un éxito notable en la primera década de 2000 y así España se convirtió en uno de los líderes en energía fotovoltaica (PV) y en el despliegue de la energía eólica. En 2008, aproximadamente la mitad de la potencia fotovoltaica instalada en todo el mundo se concentraba en España, que en 2010 ocupó el primer lugar en la generación de energía eólica en la Unión Europea (Gallego-Castillo & Victoria, 2015).

En España los FiT's son pagados por los consumidores mediante un componente regulado del precio de la electricidad. Tal componente cubre los costos asociados a las políticas nacionales eléctricas, los costos asociados a las redes de transmisión y un costo adicional relativo a los sistemas eléctricos insulares (Gallego-Castillo & Victoria, 2015).

Se analiza a continuación la evolución del incremento de la capacidad instalada española, y en particular en lo concerniente a las ER.

En la

Figura 3-14.

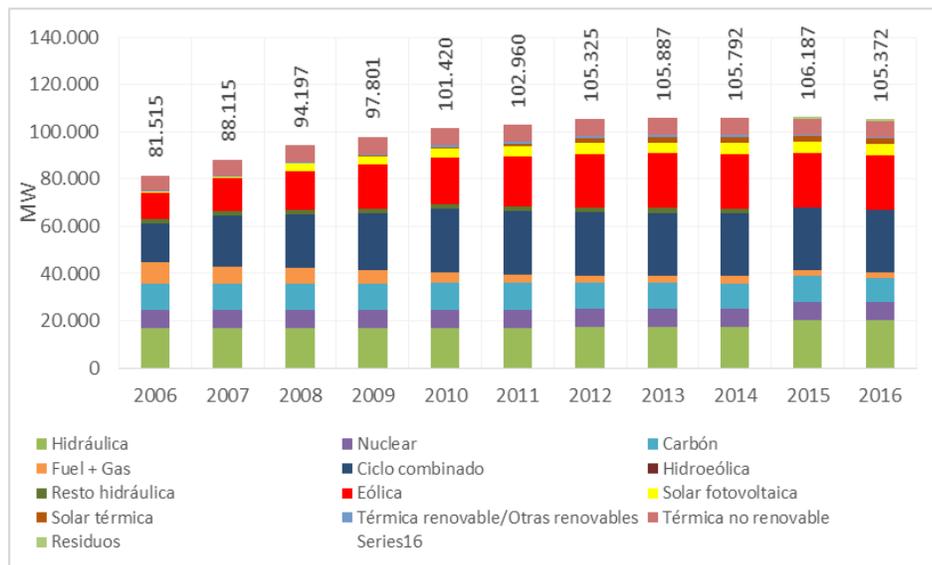
Figura 3-11 se presenta la capacidad instalada del sector eléctrico español. Para el año 2016 hay 105.372 MW instalados. La tecnología del ciclo combinado representa el 25%,

la sigue la eólica con el 22%, la hidráulica con 19% y el carbón con 10% (ver Figura 3-12).

La capacidad instalada de ER creció 151% en el lapso comprendido entre los años 2000 a 2015, pasando de 20.472 MW a 51.451 MW, como se muestra en la Figura 3-13. Como dato importante se presenta la disminución en las inversiones en capacidad instalada RE a partir del año 2008. En este año el crecimiento anual de instalaciones RE fue del 13%, decreciendo a menos del 1% en el año 2014. Sin embargo, España fue en el año 2014 el quinto país con mayor capacidad instalada de ER en el mundo, con 38 GW (sin incluir la hidráulica) como se muestra en la

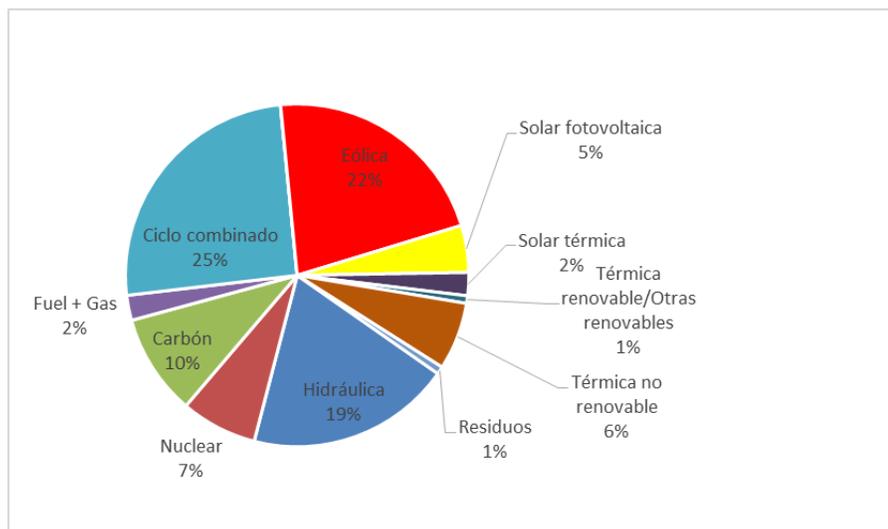
Figura 3-14.

Figura 3-11: Capacidad instalada del sector eléctrico español



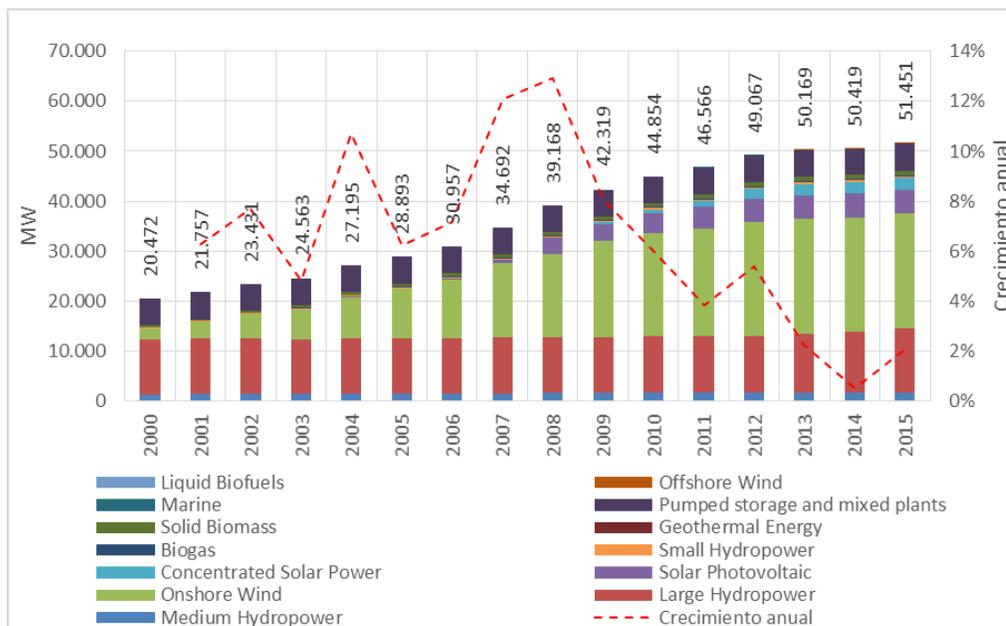
Fuente: (REE, 2016). Elaboración propia

Figura 3-12: Distribución de la capacidad instalada en España



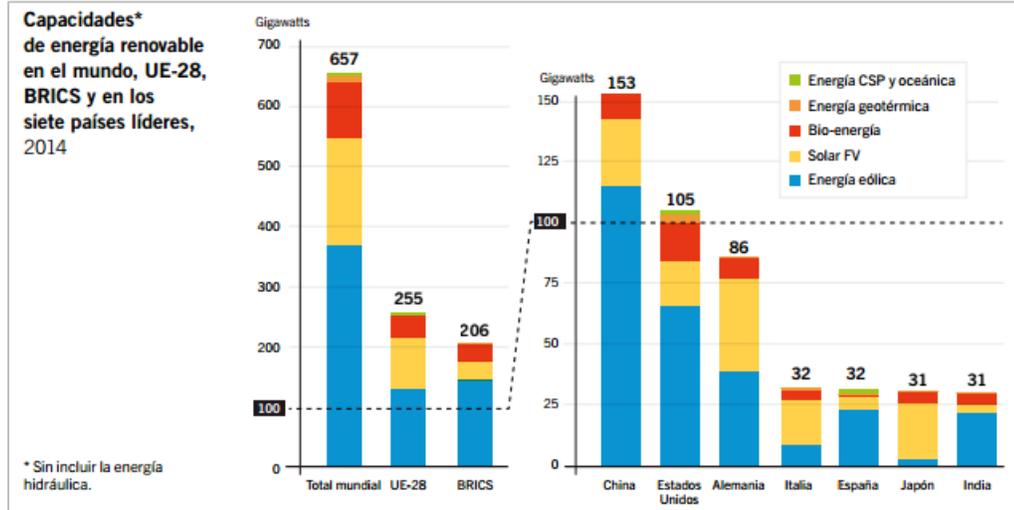
Fuente: (REE, 2016). Elaboración propia

Figura 3-13: Capacidad instalada ER en España



Fuente: (IRENA, 2016a) Elaboración propia

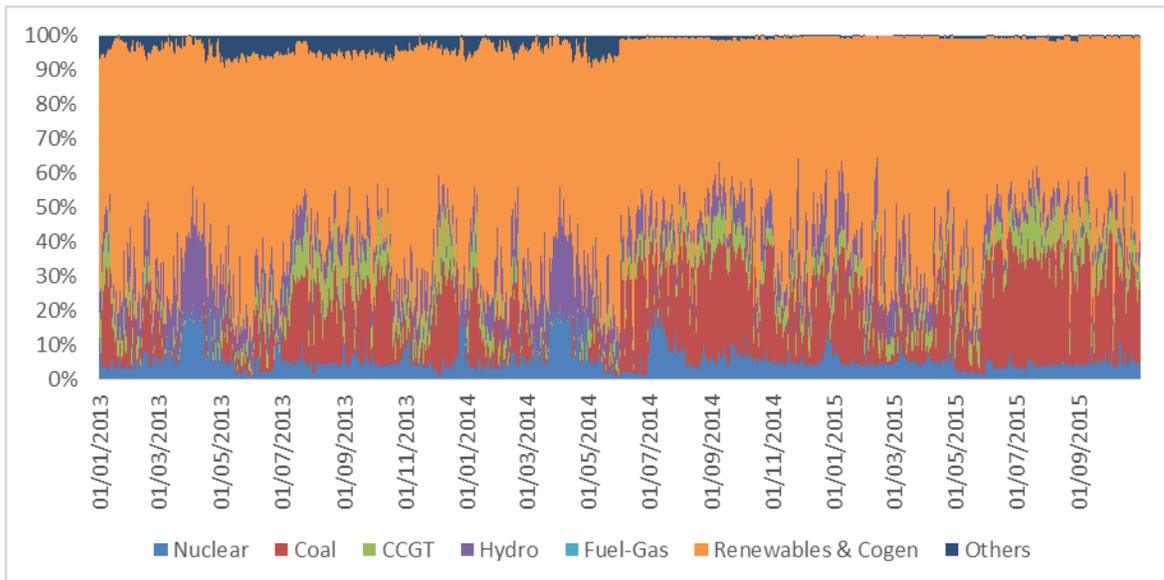
Figura 3-14: Capacidad instalada ER en el mundo 2014



Fuente:(REN21, 2015).

En la Figura 3-15 se muestra la participación de la generación con fuentes RE y cogeneración, donde se aprecia que en la mayoría del tiempo supera el 40% de la generación total.

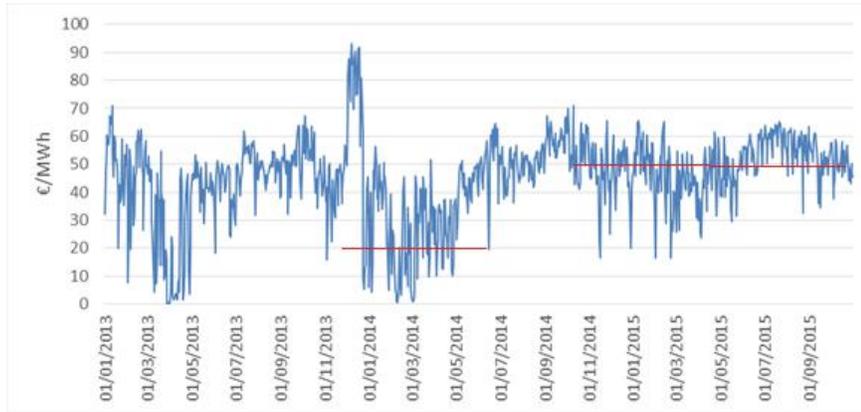
Figura 3-15: Participación por tecnología de la generación en el MIBEL



Fuente: (MIBEL, 2016) Elaboración propia

Como se aprecia en la Figura 3-16, el nivel medio de los precios de la electricidad ha pasado de € 20/MWh en el primer semestre del año 2014 a € 50/MWh desde finales de 2014 hasta el finales de 2015.

Figura 3-16: Precios medios diarios MIBEL



Fuente: (MIBEL, 2016) Elaboración propia

Tales precios a finales de 2014 y todo 2015 son mayores que los registrados en otros grandes mercados de electricidad de Europa, como el EPEX y Nordpool (ver Figura 3-17).

Figura 3-17: Precios medios diarios mercados europeos



Fuente: (MIBEL, 2016) Elaboración propia

El estancamiento de las inversiones en capacidad instalada renovable se debe en buena medida en modificaciones regulatorias que introducen distintos recortes retroactivos de la retribución para la energía solar fotovoltaica, la energía eólica y la energía solar termoeléctrica (CSP) (CESEDEN, 2014).

En especial se destaca la ley 1 de 2012 que elimina el régimen económico implementado en el decreto real 661 de 2007, i. e., se elimina el esquema FiT.

Este decreto – ley procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos (Jefatura del Estado, 2012).

Las razones para suprimir tales incentivos son (Jefatura del Estado, 2012):

- Desequilibrio entre los costes de producción y el valor de las primas, lo que supone un sobrecosto para el sistema (ineficiencia económica) en concepto de primas para las tecnologías solares de más de 2000 millones en 2010, cifra que se incrementará en 2000 millones de euros anuales a partir de 2014.
- La persistencia del déficit tarifario (diferencia entre la remuneración a las empresas eléctricas y los costos de suministro), que venía desde el año 2000. Tal déficit constituye en sí mismo una barrera para para la continuación de las políticas de fomento a la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovable y alta eficiencia.
- Se considera una holgura en el margen de maniobra puesto que se han alcanzado de manera temprana los objetivos de capacidad instalada ER.
- La crisis económica que atraviesa Europa desde el año 2008, y de la cual aún no se recupera, impide el fondeo de subsidios para las ER.

La ley 24 de 2013, que es la que actualmente regula el sector eléctrico español, regula también la actividad de autoconsumo, para garantizar un desarrollo ordenado de la actividad, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto. En este sentido, el articulado de la ley establece la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores (Jefatura del Estado, 2013).

El déficit tarifario y la crisis económica mundial, y en particular la española, han impulsado la modificación de la replantación de promoción de las ER.

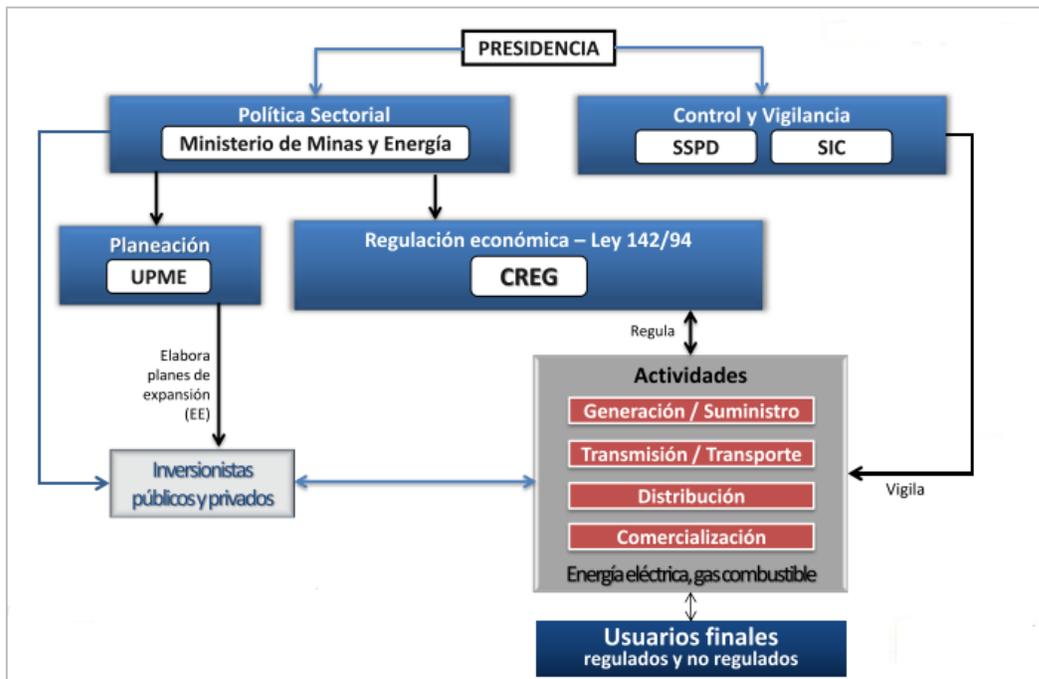
3.2.2.3 Colombia

El sector eléctrico colombiano está regulado por las leyes 142 y 143 de 1994, que son la ley de servicio públicos domiciliarios y la ley eléctrica respectivamente. Esta nueva regulación surge para definir el marco legal regulatorio de la liberalización del sector eléctrico colombiano, a raíz del “apagón” sufrido en los años 1992 y 1993.

En la ley eléctrica se reconoce al Estado como garante de la libre competencia en las actividades del sector donde se permite (generación y comercialización) y como regulador de aquellas situaciones en que por razones de monopolio natural, la libre competencia no garantice su prestación eficiente en términos económicos (Secretaría Nacional del Senado, 1994).

El esquema regulatorio del sector eléctrico colombiano se presenta en la Figura 3-18.

Figura 3-18: Esquema regulatorio del sector eléctrico colombiano



Fuente: (CREG, 2014)

El Ministerio de Minas y Energía (en adelante MinMinas), en representación de la Presidencia de la República, tiene a su cargo las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público

de electricidad, y define los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía (Secretaría Nacional del Senado, 1994). La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) es la encargada del control de eficiencia y calidad del servicio público de electricidad y el control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan el servicio público de electricidad.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es la entidad encargada de realizar los planes de expansión indicativos para los sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica en Colombia. También tiene como función evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales, así como el desarrollo de energía nuclear para usos pacíficos.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la entidad encargada de desarrollar el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema interconectado por parte de inversionistas estratégicos. La CREG también establece los esquemas que promuevan la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión (Secretaría Nacional del Senado, 1994).

La CREG regula los diferentes sectores de la industria eléctrica en Colombia: generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

El operador del sistema es el encargado de realizar el despacho (Centro Nacional de Despacho – CND) y de manejar la operación en tiempo real. Esta función está a cargo de la empresa XM S.A. E.S.P. (Dyner, Franco, & Arango, 2008).

El administrador del mercado se encarga del proceso comercial del mercado, liquida la bolsa, los contratos y los demás servicios asociados (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC) (Dyner et al., 2008).

El mercado de energía eléctrica es un mercado mayorista, en el cual los generadores y comercializadores (para atención a usuarios no regulados) compiten entre sí; y los sectores de transmisión y distribución constituyen monopolios naturales.

La atención a la demanda por parte de los generadores y comercializadores se puede dar en el ámbito de la bolsa de energía o por medio de contratos bilaterales.

La bolsa es una subasta diaria en la cual se determinan los precios y cantidades para atender a demanda. Para cada día, los generadores deben suministrar la información de energía disponible para todas las horas del día y los precios a los cuales están dispuestos a venderla. El precio producido así en la bolsa de energía tiene un piso o valor mínimo correspondiente al Costo Equivalente de la Energía (CEE) más el importe que realizan los generadores por concepto del Fondo de Atención a las Zonas No Interconectadas

(FAZNI). Tal precio es producto de los costos variables de generación y de la percepción del riesgo de los generadores.

Las centrales abastecen la demanda por orden de mérito bajo el criterio de costos marginales. De esta manera salen despachadas las unidades de generación que ofertan los menores precios hasta que la demanda es cubierta. Así, el precio de bolsa es el precio ofertado por la última unidad de generación que entra a completar el suministro de la demanda.

Los contratos bilaterales son compromisos adquiridos por generadores y comercializadores para vender y comprar energía a precios, cantidades y condiciones contractuales negociadas libremente entre las partes. El mercado de contratos bilaterales es fundamentalmente un mercado financiero. La función de estos contratos es reducir la exposición a la volatilidad de precios en el mercado de corto plazo del generador y del usuario final. La entrega física de la energía contratada se efectúa a través de la bolsa por parte del generador que suscribió el contrato o por parte de otro generador según lo determine el despacho ideal (CREG, 2008).

La canasta energética colombiana es hidrotérmica, con una participación hidroeléctrica de aproximadamente el 70% (en condiciones normales de hidrología) de la generación total, por lo que el suministro (oferta) y por ende los precios, depende de condiciones climatológicas e hidrológicas.

La capacidad efectiva neta del parque generador colombiano es de 16.514,49 MW.

En la Tabla 3-3 se presenta la participación, por tecnología, de la capacidad instalada del parque generador colombiano.

Tabla 3-3: Capacidad instalada en Colombia año 2016

Tecnología	Capacidad efectiva (MW)
Hidráulica	10.892,00
Térmica	4.764,00
Menores	774,29
xCogenerador	84,20
Total	16.514,49

Fuente: (XM S.A., 2016a) Elaboración propia

La capacidad instalada hidroeléctrica representa el 66%, la térmica el 29%, las plantas menores participan con 4,7% y la cogeneración con 0,5%, como se aprecia en la Figura 3-19.

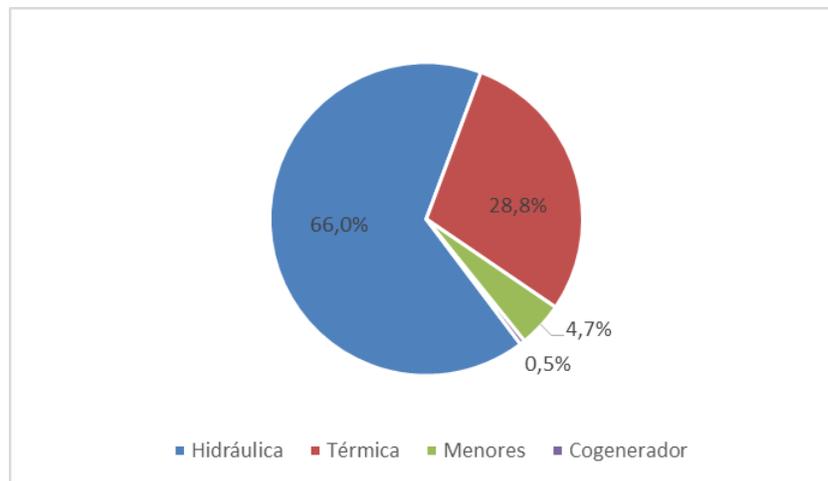
- La generación de energía eléctrica en Colombia se presenta en la

Figura 3-20. La generación de energía eléctrica a partir de recursos hidroeléctricos representa, en condiciones hidrológicas normales, aproximadamente el 70% de la generación total. Sin embargo, en fenómenos hidrológicos críticos, como el fenómeno de El Niño presentado en los años 2015 – 2016, la generación hidroeléctrica apenas de alrededor del 40%.

A raíz del fenómeno de El Niño registrado entre los años 2015 - 2016, las centrales hidroeléctricas tuvieron que ahorrar el recurso hídrico presentado precios de oferta altos para no salir despachadas. En la

Figura 3-21 se presenta la evolución de los precios ofertados en el lapso mencionado para la energía hidroeléctrica y para la térmica.

Figura 3-19: Participación de capacidad instalada por tecnología



Fuente: (CREG, 2014) Elaboración propia

El fenómeno climático (entre otros factores) impactó de manera drástica los precios de bolsa, que alcanzaron niveles de COP 1.940/kWh.

Así pues, se ha replanteado la urgencia de que el parque generador colombiano cuente con ER para mitigar los efectos tanto climáticos (por emisión de GEI) como de precio de la electricidad que sucede a la aparición dichos fenómenos climáticos.

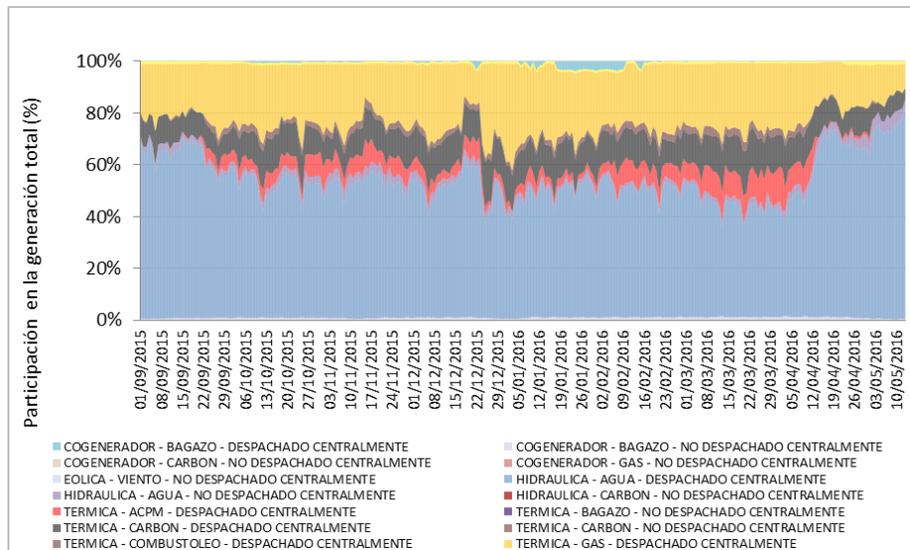
En Colombia la integración de ER se estableció bajo la Ley 1715 del año 2014 (en adelante Ley 1715), denominada la “Ley de Energías Renovables”. Sin embargo, para el primer semestre del año 2016, aún no se encuentra completamente reglamentada.

En su capítulo III, la Ley 1715 define unos mecanismos de política (denominados “incentivos”) del tipo de reducción de costos y beneficios tributarios.

Los mecanismos de política fiscales propuestos en la Ley 1715 son:

- Como fomento a la investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCE, la gestión eficiente de la energía, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada.
- La actividad de generación a partir de FNCE, gozará del régimen de depreciación acelerada. La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la pre-inversión, inversión y operación de la generación con FNCE, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para ese fin, a partir de la vigencia de la presente ley. Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de veinte por ciento (20%) como tasa global anual.

Figura 3-20: Generación eléctrica en Colombia 2015 – 2016 (porcentaje)



Fuente: (XM S.A., 2016b) Elaboración propia

Figura 3-21: Precios de oferta por tecnología



Fuente: (XM S.A., 2016b) Elaboración propia

Los mecanismos de política de reducción de costos son:

- Para fomentar el uso de la energía procedente de FNCE, los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre-inversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos estarán excluidos de IVA.
- Las personas naturales o jurídicas que a partir de la vigencia de la presente ley sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de FNCE gozarán de exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre-inversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes. Este beneficio arancelario será aplicable y recaerá sobre maquinaria, equipos, materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de los mismos.

Los mecanismos de mercado son¹⁶:

- Habilitación a la entrega de excedentes por parte de autogeneradores.

¹⁶ Estos mecanismos no han sido reglamentados a la fecha de presentación de este trabajo.

- Esquema de medición bidireccional y créditos de energía para excedentes provenientes de autogeneración a pequeña escala con FNCER.
- Valoración de los beneficios ocasionados por la generación distribuida, a ser incorporados en la respectiva remuneración.

La reglamentación de los incentivos promulgados en la Ley 1715 (capítulo III) se realizó mediante el decreto 2143 de 2015, más de un año después de la promulgación de la ley 1715 (Ministerio de Minas y Energía, 2015).

Los mecanismos de política para incentivar la integración de las FNCER al sector eléctrico colombiano son instrumentos orientados al mercado, que no tratan de modificarlo (como lo hacen los FiT's y los RPS). Según la UPME,

“(…) con el fin de lograr una transición progresiva que no afecte o distorsione repentina y drásticamente la estructura del mercado eléctrico colombiano, la estrategia propuesta para este caso busca preservar la competencia del mercado incorporando instrumentos y mandatos que permitan superar barreras naturales de un mercado basado en fuentes convencionales y “nivelar” esas condiciones de competencia para las FNCER, reconociendo en estos recursos hoy en día desaprovechados que deben ser valorados conforme los beneficios económicos que le pueden brindar al sistema energético en el corto, el mediano y el largo plazo, para así participar en el mercado de una manera justa y equitativa”.

Las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) contempladas en la ley 1715 son la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares.

En Colombia se consideran pequeños aprovechamientos hidroeléctricos la energía potencial de un caudal hidráulico en un salto determinado que no supere el equivalente a los 10 MW (Secretaría Nacional del Senado, 2001).

En la actualidad Colombia cuenta con 19,9 MW eólicos, ubicados en la parte norte del país, en el departamento de la Guajira. Aparte de las centrales de generación hidroeléctrica con capacidad instalada menor a los 10 MW, solamente se cuenta dentro de las FNCER el parque eólico mencionado.

En la Tabla 3-4 se presentan los proyectos registrados como activos en la UPME de generación eléctrica a partir de FNCER.

Tabla 3-4: Proyectos FNCER inscritos en la UPME

Tecnología	Número de proyectos	Capacidad instalada
Solar	9	121,0
Eólica	11	1.285,0
Hidráulica < 10 MW	63	360,5
Geotérmica	1	50,0
Total	84	1.816,5

Fuente: (XM S.A., 2016c) Elaboración propia

En total existen 84 proyectos inscritos en la UPME activos y que aplican como FNCER. Suman 1.816,5 MW, lo que representa el 11% de la capacidad instalada total del parque generador colombiano. Se encuentran inscritos 11 proyectos eólicos que suman 1.285 MW.

El primer proyecto¹⁷ que obtuvo el certificado para considerarse FNCER y así obtener los beneficios contemplados en la Ley 1715, es un proyecto solar PV con una capacidad instalada de 111kWp, con una inversión de COP 198 millones. El reconocimiento del incentivo de exclusión del pago del IVA para este proyecto solar PV llega más de dos años después de promulgada la Ley 1715.

¹⁷ Este proyecto es también el único que ha sido reconocido como beneficiario de los incentivos de la Ley 1715.

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1 Conclusiones

4.1.1 Conclusiones del trabajo

Este trabajo se centró en dos países europeos que han experimentado en las últimas dos décadas una importante integración de las ER en sus sectores eléctricos, lo que se evidencia en el porcentaje de generación de las ER en el total, y en la importante capacidad instalada de centrales eólicas, fotovoltaicas, biomasa, entre otras tecnologías. Es importante añadir al análisis dos aspectos relevantes: la limitada disponibilidad de los recursos energéticos convencionales y la existencia de firmas que producen tecnología de generación eléctrica a partir de fuentes renovables. Alemania cuenta con un número importante de firmas productoras de equipos de tecnología de generación eléctrica fotovoltaica y eólica, lo mismo que España. Sin embargo, la disponibilidad de recursos de generación de energía eléctrica convencional también es un factor importante a la hora de analizar la penetración de ER en estos países. Alemania cuenta solamente con un 22% de su canasta energética con recursos convencionales (carbón, nuclear e hidroeléctrica). Por su parte España cuenta con 67% de capacidad instalada de fuentes convencionales (ciclo combinado de gas, carbón, hidráulica, nuclear, térmica convencional).

Los efectos de las políticas de promoción de las ER en los sectores eléctricos son diferentes, aunque ambos países han utilizado principalmente el mismo instrumento de política, las tarifas garantizadas. España desmontó este esquema tarifario en el año 2013 debido al importante déficit tarifario acaecido por los diferenciales entre las remuneraciones de las empresas eléctricas y los altos costos de prestación del servicio,

lo que, aunado a una merma en la demanda en el año 2010, exacerbó dicho déficit al punto de hacerse insostenibles, en términos fiscales, las políticas de promoción de ER.

Situación diversa acontece el sector eléctrico alemán, el cual, si bien enfrenta restricciones en los sistemas de transmisión por la alta variabilidad de las VRE's, particularmente la eólica, y experimenta además precios negativos en el mercado *spot*, mantiene vigente sus políticas de desarrollo de las ER y las somete a una constante revisión.

No existe un consenso en las diferentes investigaciones respecto a los diversos efectos, positivos o negativos, en los sistemas eléctricos de la integración de energías renovables. Tales efectos dependen de múltiples variables como son los modelos de organización de los sectores eléctricos; el grado y potencial del uso de energías renovables; el tipo de mecanismos de políticas utilizados para la promoción de energías renovables; la capacidad y nivel tecnológico de las redes de transmisión eléctrica; la estructura social, institucional y gubernamental de los países; los intereses predominantes de los grupos económicos en las políticas energéticas, entre otros.

La integración de ER en los sectores eléctricos tiene efectos positivos en términos de reducción de precios de energía, incentivos a la inversión de proyectos ER, disminución de emisiones de GEI. Sin embargo las restricciones a las redes eléctricas y los subsidios a los proyectos ER y la energía generada por éstos se cuentan entre los efectos colaterales de la implementación de ER. Además los subsidios a la energía generada por ER pueden hacer no rentables los proyectos de energía convencional, los cuales aportan firmeza a la red eléctrica, cuestión no considerada al determinar los costos nivelados de la electricidad de las ER.

4.1.2 Cumplimiento de los objetivos

El objetivo específico 1 se cumple en el capítulo 3.2.2. en donde se identifica a los sectores eléctricos alemán, español y colombiano.

El objetivo específico 2 se cumple en los capítulos 2.4. y 3.2.2. en donde se realiza la caracterización de los diferentes modelos de mercado en Alemania, España y Colombia.

El objetivo específico 3 se cumple en los capítulos 4.5 y 5.2.2.1 en donde se describen las principales barreras de entrada comunes para los países y en Alemania en especial respectivamente.

El objetivo específico 4 se cumple en el capítulo 2.6 y 3.2.2. en donde se describen los principales mecanismos de política comunes para Alemania, España y Colombia.

El objetivo específico 5 se cumple en los capítulos 2.3 y 5.2.2.1 en donde se presentan las ER utilizadas a nivel mundial y en Alemania en especial respectivamente.

El objetivo específico 6 se cumple en el capítulo 3.2.2, en donde se presentan las principales reformas regulatorias tendientes a la adopción y desarrollo de ER en Alemania y España.

4.2 Recomendaciones

En este trabajo se eligió como caso de estudio los sectores eléctricos alemán y español porque tienen una participación importante de ER en su canasta energética y en la proporción de generación. Sin embargo, es de importancia estudiar el efecto de la inserción de las ER en países con características similares a Colombia y que hayan adoptado leyes y mecanismos de política tendientes a adoptar las ER. Un caso interesante es el peruano, el cual es muy similar al colombiano en términos regionales, económicos y eléctricos.

Los sectores eléctricos estudiados en este trabajo utilizaron predominantemente mecanismos de precios y de cuotas mínimas para introducir las ER. Sin embargo existen otros sectores eléctricos que han utilizado otro tipo de mecanismos y que han sido igualmente exitosos en lo que a la adopción y desarrollo de las ER se refiere. El estudio de los efectos de mecanismos como subastas de ER (como el caso mexicano, brasilero y peruano) resulta de utilidad para observar su posible implementación en Colombia.

Además es importante realizar el seguimiento de la implementación de ER en Colombia, cuyo sector eléctrico aún se encuentra en los albores de las ER no convencionales y que acaba de atravesar un evento crítico a raíz del fenómeno de El Niño 2015 – 2016, lo que estresará de manera importante la producción regulatoria en el corto plazo y mediano plazo.

Bibliografía

- Abdmouleh, Z., Alammari, R. a. M., & Gastli, A. (2015). Review of policies encouraging renewable energy integration & best practices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 249–262. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.035>
- Anaya, K. L., & Pollitt, M. G. (2015). Integrating distributed generation: Regulation and trends in three leading countries. *Energy Policy*, 85, 1–12. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.04.017>
- Australian Renewable Energy Agency. (2016). What is renewable energy? Retrieved February 12, 2016, from <http://arena.gov.au/about-renewable-energy/>
- Beck, F., & Martinot, E. (2004). Renewable energy policies and barriers. *Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences*, 5, 365–383. <http://doi.org/10.1016/B0-12-176480-X/00488-5>
- Biomass Energy Centre. (2016). What is BIOMASS? Retrieved February 1, 2016, from http://www.biomassenergycentre.org.uk/portal/page?_pageid=76,15049&_dad=portal
- Bloomberg. (2016). Bloomberg. Retrieved May 1, 2016, from <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-03-29/mexico-first-power-auction-awards-1-720-megawatts-of-wind-solar>
- BP. (2016). Statistical Review of World Energy 2015. Retrieved February 1, 2016, from <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- Bunn, D. W., & Muñoz, J. I. (2015). Supporting the externality of intermittency in policies for renewable energy. *Energy Policy*, JEPOD1500721. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.07.036>
- CESEDEN. (2014). Modificaciones Regulatorias En El Regimen Especial. El Futuro De Las Energias Renovables. Retrieved from http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_trabajo/2014/DIEEET02-2014_Energias_Renovables_ESoria.pdf

- Cicchetti, G., & Fabbricatore, G. (2014). *Electricity regulation in Italy: overview*. Retrieved from <http://uk.practicallaw.com/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application/pdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1247695441689&ssbinary=true>
- Clean Green Renewable Energy. (2016). Wind Farms. Retrieved February 1, 2016, from <http://cleangreenenergyzone.com/wind-farms/>
- CNUMAD. (1992). *Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo*. Retrieved from <http://www.un.org/spanish/esa/sustdev/documents/declaracionrio.htm>
- CNUMAD. (2002). Cumbre de Johannesburgo 2002. Retrieved from <http://www.un.org/spanish/conferences/wssd/unced.html>
- COHECO. (2016). COHECO. Retrieved February 1, 2016, from <http://coheco.com.ph/>
- Costa-Campi, M. T., & Trujillo-Baute, E. (2015). Retail price effects of feed-in tariff regulation. *Energy Economics*, 51, 157–165. <http://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.06.002>
- Couture, T. D., Cory, K., & Williams, E. (2010). A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design. *NREL Technical Reports*, (July), 144. <http://doi.org/NREL/TP-6A2-44849>
- CREG. (2008). Transacciones en el MEM: Contratos bilaterales. Retrieved May 1, 2016, from http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado_mayorista/contratos.htm
- CREG. (2014). *MARCO REGULATORIO SECTOR ENERGÉTICO*. Bogotá. Retrieved from http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/marco_regulatorio_sector_energia.pdf
- Delmas, M. a., & Montes-Sancho, M. J. (2011). U.S. state policies for renewable energy: Context and effectiveness. *Energy Policy*, 39(5), 2273–2288. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.034>
- Der Spiegel. (2012). Merkel's Blackout: German Energy Plan Plagued by Lack of Progress. Retrieved from <http://www.spiegel.de/international/germany/energy-turnaround-in-germany-plagued-by-worrying-lack-of-progress-a-860481.html>
- DIW Berlin. (2016). Mandatory Direct Marketing Raises the Financing Costs for Wind Power Projects. Retrieved May 1, 2016, from https://www.diw.de/en/diw_01.c.505261.en/topics_news/mandatory_direct_marketin

- g_raises_the_financing_costs_for_wind_power_projects.html
- Dyner, I., Franco, C. J., & Arango, S. (2008). *El mercado mayorista de electricidad colombiano*. (Facultad de Minas, Ed.) (Primera ed). Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- Ecorys Nederland BV. (2010). *Assessment of non-cost barriers to renewable energy growth in EU Member States - AEON*.
- EIA. (2015). U.S. Energy Information Administration. Retrieved September 10, 2015, from <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=90&pid=44&aid=8&cid=regions&syid=2000&eyid=2012&unit=MMTCD>
- EIA. (2016). International Energy Statistics. Retrieved February 2, 2016, from <https://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=82&aid=12&cid=regions&syid=2000&eyid=2012&unit=BKWH>
- Enerdata. (2015). Global Energy Statistical Yearbook 2015. Retrieved September 20, 2015, from <https://yearbook.enerdata.net/>
- ENF. (2016). Solar Panels Manufacturers from Germany. Retrieved February 1, 2016, from <http://www.enfsolar.com/directory/panel/Germany>
- EPEX. (2016). Negative Prices. Retrieved May 1, 2016, from https://www.epexspot.com/en/company-info/basics_of_the_power_market/negative_prices
- EPIA. (2014). *Global Market Outlook for Photovoltaics*. Retrieved from http://www.cleanenergybusinesscouncil.com/site/resources/files/reports/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf
- Europages. (2016). Generadores eólicos. Retrieved February 2, 2016, from http://energia.europages.es/empresas/Alemania/Generadores_e%C3%B3licos.html
- Evans, A., Strezov, V., & Evans, T. J. (2009). Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 13(5), 1082–1088. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2008.03.008>
- Federal Ministry for Economics Affairs and Energy. (2016a). Electricity Grids of the Future. Retrieved May 1, 2016, from <http://www.bmwi.de/EN/Topics/Energy/Grids-and-grid-expansion/electricity-grids-of-the-future.html>
- Federal Ministry for Economics Affairs and Energy. (2016b). Electricity Market of the Future. Retrieved May 1, 2016, from <http://www.bmwi.de/EN/Topics/Energy/electricity-market-of-the-future.html>

- Fraunhofer ISE. (2016). Electricity production in Germany in May 2016. Retrieved May 16, 2016, from <https://www.energy-charts.de/power.htm>
- Gallego-Castillo, C., & Victoria, M. (2015). Cost-free feed-in tariffs for renewable energy deployment in Spain. *Renewable Energy*, 81, 411–420. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.052>
- Gawel, E., & Purkus, A. (2013). Promoting the market and system integration of renewable energies through premium schemes—A case study of the German market premium. *Energy Policy*, 61, 599–609. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.117>
- GTAI. (2016). Germany's Energy Concept. Retrieved May 1, 2016, from <https://www.gtai.de/GTAI/Navigation/EN/Invest/Industries/Smarter-business/Smart-energy/germanys-energy-concept,t=the-german-electricity-market--a-brief-overview,did=622868.html>
- HEA. (2016). Pump Storage power plants. Retrieved February 1, 2016, from <http://www.thehea.org/hydropower/special-focus/pump-storage-power-plants/>
- Hua, Y., Oliphant, M., & Hu, E. J. (2016). Development of renewable energy in Australia and China: A comparison of policies and status. *Renewable Energy*, 85, 1044–1051. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.060>
- Hunt, S. (2002). *Making Competition Work in electricity*. New York: Finance Wiley.
- IDAE. (2005). Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, 1–352.
- IEA. (2011). *Solar Energy Perspectives*. *Solar Energy Perspectives*. <http://doi.org/10.1787/9789264124585-en>
- IEA. (2015a). *Projected Costs of Generating Electricity*. Paris, France. Retrieved from <https://www.iea.org/Textbase/npsum/ElecCost2015SUM.pdf>
- IEA. (2015b). *Snapshot of Global PV Markets 2014*. Retrieved from http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2014.pdf
- IEA. (2016). Statistics. Retrieved March 1, 2016, from <http://www.iea.org/statistics/>
- IHA. (2016). Types of hydropower. Retrieved February 1, 2016, from <https://www.hydropower.org/types-of-hydropower>
- IRENA. (2012a). *Biomass for power generation*. International Renewable Energy Agency (IRENA). Retrieved from https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_An

- alysis-BIOMASS.pdf
- IRENA. (2012b). Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Wind Power, 1(5), 64. <http://doi.org/10.1016/B978-0-08-098330-1.00011-9>
- IRENA. (2014a). Renewable Power Generation Costs, (November 2012), 12.
- IRENA. (2014b). *Solar Photovoltaics. Renewable energy technologies: cost analysis series* (Vol. Volume 1:). Retrieved from https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-SOLAR_PV.pdf
- IRENA. (2015a). From baseload to peak : Renewables provide a reliable solution, 16. Retrieved from http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Baseload_to_Peak_2015.pdf
- IRENA. (2015b). Hydropower Tecnology Brief, (February). Retrieved from http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_E06_Hydropower.pdf
- IRENA. (2015c). *Renewable Energy Capacity Statistics 2015. Irena*. Retrieved from http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2015.pdf
- IRENA. (2015d). Renewable power generation costs in 2014, 1–8.
- IRENA. (2016a). Data and statistics. Retrieved February 1, 2016, from <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/>
- IRENA. (2016b). Renewable energy. Retrieved February 12, 2016, from <http://www.iea.org/aboutus/faqs/renewableenergy/>
- IRENA. (2016c). Renewable Energy Benefits: Measuring the Economics. Retrieved from http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Measuring-the-Economics_2016.pdf
- IWR. (2016). Faszination Energie. Retrieved May 1, 2016, from <http://www.iwr-institut.de/en/press/background-informations/renewable-energy-is-subsidised-the-state-does-not-pay-a-cent>
- Jefatura del Estado. (1997). Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. *Boe*, 285(28-11-1997), 35097–35126. Retrieved from http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1997-25340
- Jefatura del Estado. Real Decreto-Ley 1/2012 (2012). España. Retrieved from

- http://www.minetur.gob.es/energia/es-ES/Novedades/Documents/RD-LEY_1_2012_Suspension_procedim_preasignacion.pdf
- Jefatura del Estado. (2013). Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial de Estado*, 310, 105198–105294. Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/27/pdfs/BOE-A-2013-13645.pdf>
- Joskow, P. L., & Sloan, A. (2011). Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies. *MIT Discussion Draft, 2010*, 1–41. Retrieved from <http://economics.mit.edu/files/6317>
- Kassakian, J., Schmalensee, R., Hogan, W., Jacoby, H., & Kirtley, J. (2011). *The Future of the Electric Grid. Electrical Engineering*. Retrieved from http://web.mit.edu/mitei/research/studies/documents/electric-grid-2011/Electric_Grid_Full_Report.pdf
- Kempener, R., Malhotra, A., & de Vivero, G. (2015). The Age of Renewable Power - Designing National Roadmaps For a Successful Transformation.
- Kirschen, D., & Strbac, G. (2004). *Fundamentals of power system economics*. West Sussex: John Wiley & Sons, Ltd.
- Kumar Sahu, B. (2015). A study on global solar PV energy developments and policies with special focus on the top ten solar PV power producing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 621–634. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.058>
- Lo, K. (2014). A critical review of China's rapidly developing renewable energy and energy efficiency policies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, 508–516. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.006>
- Marques, A. C., & Fuinhas, J. A. (2012). Are public policies towards renewables successful? Evidence from European countries. *Renewable Energy*, 44, 109–118. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2012.01.007>
- Mathews, A. P. (2014). Renewable Energy Technologies: Panacea for World Energy Security and Climate Change? *Procedia Computer Science*, 32, 731–737. <http://doi.org/10.1016/j.procs.2014.05.483>
- Meyer, N. I. (2003). European schemes for promoting renewables in liberalised markets. *Energy Policy*, 31(7), 665–676. [http://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00151-9](http://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00151-9)
- MIBEL. (2016). MIBEL. Retrieved May 1, 2016, from

- <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria=101&idpag=28>
- Ministerio de Economía de España. (2004). Real Decreto 436/2004, 13217–13238.
- Ministerio de Industria Turismo y Comercio. (2007). *Real Decreto 661/2007, de 12 de marzo*. Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf>
- Ministerio de Industria; Energía y Turismo. (2016). Estructura del sector. Retrieved from <http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx>
- Ministerio de Minas y Energía. (2015). Decreto 2143 de 2015, 2014–2016.
- Nachmany, M., Fankhauser, S., Davidová, J., Kingsmill, N., Landesman, T., Roppongi, H., ... Sundaresan, J. (2015). *Climate change legislation in the 2015*. Retrieved from <http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/wp-content/uploads/2015/05/GERMANY.pdf>
- Naciones Unidas. (1972). *Declaración de la conferencia de las naciones unidas sobre el medio humano*. Retrieved from <http://www.ambiente.gov.ar/infotecaea/descargas/estocolmo01.pdf>
- Osmani, A., Zhang, J., Gonela, V., & Awudu, I. (2013). Electricity generation from renewables in the United States: Resource potential, current usage, technical status, challenges, strategies, policies, and future directions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24, 454–472. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.011>
- Owen, A. D. (2006). Renewable energy: Externality costs as market barriers. *Energy Policy*, 34(5), 632–642. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.11.017>
- PNUMA. (2001). *Convenio de Viena para la Protección de la Capa de Ozono*. Nairobi. Retrieved from http://www.cinu.org.mx/biblioteca/documentos/des_sost/conv_viena_ozono.pdf
- REE. (2016). Indicadores nacionales. Retrieved May 1, 2016, from <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/indicadores-nacionales/series-estadisticas>
- Reiche, D., & Bechberger, M. (2004). Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states. *Energy Policy*, 32(7), 843–849. [http://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00343-9](http://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00343-9)
- REN21. (2015). Hallazgos Clave 2015. *Renewables 2015 Global Status Report.*, 32. Retrieved from http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/GSR2015_Key-Findings_SPANISH.pdf

- REN21. (2016). Interactive Map. Retrieved January 1, 2016, from <http://www.ren21.net/status-of-renewables/ren21-interactive-map/>
- Richter, J., & Adigbli, P. (2014). *Position Paper of the European Energy Exchange and EPEX SPOT - Further Development of the Renewable Support Schemes in Germany*. Retrieved from [https://www.epexspot.com/document/26378/Further Development of the Renewable Support Schemes in Germany](https://www.epexspot.com/document/26378/Further-Development-of-the-Renewable-Support-Schemes-in-Germany)
- Ríos, J. L., Rapún, J. L., Relano, G., & Chiarri, Á. (2010). Mercados De Electricidad En Europa. In IEAF - EFF (Ed.), *Los nuevos mercados eléctricos* (pp. 97–144). Madrid. Retrieved from <http://www.fef.es/new/publicaciones/papeles-de-la-fundacion/item/159-41-los-nuevos-mercados-energéticos.html>
- Sampieri, R. H., Collado, C. F., Rodríguez, D., & Valldeoriola, J. (2010). *Metodología de la investigación*. Universitat Oberta de Catalunya. Retrieved from <http://www.casadellibro.com/libro-metodologia-de-la-investigacion-5-ed-incluye-cd-rom/9786071502919/1960006>
- Scarlat, N., Dallemand, J.-F., Monforti-Ferrario, F., Banja, M., & Motola, V. (2015). Renewable energy policy framework and bioenergy contribution in the European Union – An overview from National Renewable Energy Action Plans and Progress Reports. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 969–985. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.062>
- Secretaría Nacional del Senado. Ley 143 de 1994 (1994). Colombia. Retrieved from http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html
- Secretaría Nacional del Senado. Ley 697 de 2001 (2001). Colombia. Retrieved from http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0697_2001.html
- Secretaría Nacional del Senado. (2014). Ley N° 1715. Bogotá: Gaceta del Congreso. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf
- SERI. (1982). *Basic photovoltaic principles and methods* (First edit). Colorado: Technical information office. Retrieved from <http://www.nrel.gov/docs/legosti/old/1448.pdf>
- Stadelmann, M., & Castro, P. (2014). Climate policy innovation in the South – Domestic and international determinants of renewable energy policies in developing and emerging countries. *Global Environmental Change*, 29, 413–423. <http://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2014.04.011>

- TransnetBW. (2016). EEG LEVY. Retrieved May 1, 2016, from <https://www.transnetbw.com/en/res-kwk-g/res/eeg-levy>
- U.S. Department of Energy. (2016). How do wind turbines work? Retrieved February 1, 2016, from <http://energy.gov/eere/wind/how-do-wind-turbines-work>
- UNFCCC. (1998). *Kyoto Protocol*. Retrieved from <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>
- UNFCCC. (2001a). *Convención Marco sobre el Cambio Climático*. Bonn. Retrieved from <http://unfccc.int/resource/docs/spanish/cop6secpart/cp6505s.pdf>
- UNFCCC. (2001b). *The marrakesh accords & the marrakesh declaration*. Marrakech. Retrieved from http://unfccc.int/cop7/documents/accords_draft.pdf
- UNFCCC. (2001c). United Nations Framework Convention on Climate Change. Retrieved September 21, 2015, from http://unfccc.int/meetings/bonn_jul_2001/meeting/6357.php
- University of Boston. (2016). Coherents Application Threads. Retrieved February 1, 2016, from <http://people.bu.edu/dew11/turbinetypes.html>
- UPME. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Bogotá. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- UPME, & BID. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- USGS. (2016). Hydroelectric power water use. Retrieved February 1, 2016, from <http://water.usgs.gov/edu/wuhy.html>
- Verbruggen, A., Fishedick, M., Moomaw, W., Weir, T., Nada??, A., Nilsson, L. J., ... Sathaye, J. (2010). Renewable energy costs, potentials, barriers: Conceptual issues. *Energy Policy*, 38(2), 850–861. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.036>
- Visser, E. de, & Held, A. (2014). *Methodologies for estimating Levelised Cost of Electricity (LCOE)*. Retrieved from http://res-cooperation.eu/images/pdf-reports/ECOFYS_Fraunhofer_Methodologies_for_estimating_LCoE_Final_report.pdf
- Wind Energy EIS. (2016). Wind Energy Basics. Retrieved February 1, 2016, from <http://windeis.anl.gov/guide/basics/>

- World Economic Forum. (2012). Energy for economic growth: Energy vision update 2012, 46.
- XM S.A. (2016a). Informe de oferta y generación a abril de 2016. Retrieved from http://www.xm.com.co/Informes Mensuales de Anlisis del Mercado/02_Informe_Oferta_y_Generacion_04_2016.pdf
- XM S.A. (2016b). Oferta. Retrieved May 1, 2016, from <http://informacioninteligente10.xm.com.co/oferta/Paginas/HistoricoOferta.aspx>
- XM S.A. (2016c). Transacciones y precios. Retrieved from <http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Paginas/HistoricoTransacciones.aspx>
- Yaqoot, M., Diwan, P., & Kandpal, T. C. (2016). Review of barriers to the dissemination of decentralized renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 477–490. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.224>
- Yi, H., & Feiock, R. C. (2014). Renewable energy politics: Policy typologies, policy tools, and state deployment of renewables. *Policy Studies Journal*, 42(3), 391–415. <http://doi.org/10.1111/psj.12066>