

TRABAJO DE GRADO

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LOS INCENTIVOS ECONÓMICOS EN EL
COMPORTAMIENTO DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE ENERGÍA
SOLAR FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA**

Manuela Castaño Gómez
mpcastanog@eafit.edu.co

Asesor:
John Jairo García

**UNIVERSIDAD EAFIT
MAESTRÍA EN ECONOMÍA APLICADA
ESCUELA DE ECONOMÍA Y FINANZAS
2019**

1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo industrial, la globalización, la minería de datos, el afán por encontrar nuevas fuentes de energía, entre otros, han demandado por parte de los gobiernos, empresas privadas y personas naturales, un compromiso con el medio ambiente que, cada vez, es más visible. Como ejemplo de estos surgen diferentes políticas ambientales como el Acuerdo de París y el Protocolo de Kyoto, para diversificar la matriz energética y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (Pillot, Muselli, Poggi, & Batista, 2019) causados por el uso de combustibles fósiles de los cuales proviene el 81% de la energía que se consume a nivel mundial (UPME, 2015).

En este proceso de inminente transición energética las diferentes naciones, conscientes de este fenómeno están haciendo esfuerzos para regular e incentivar las fuentes no convencionales de energía como la solar fotovoltaica, la cual ha tenido un crecimiento a nivel mundial de 30% anual y se espera que para el 2040 tenga una participación del 40% de la capacidad global (Black & Veatch, 2015).

Desde el punto de vista técnico, un aspecto importante para la generación fotovoltaica es la radiación, sin embargo, en la actualidad hay algunos países líderes en esta temática a nivel mundial como Alemania que no se encuentran en el cinturón solar, es decir, esta característica no es condicionante para posicionarse como potencia en la implementación de estos sistemas. Son otros los factores que entran a jugar un rol determinante en este escenario: la intervención del estado con normatividad, inversión en investigación y desarrollo, entre otros; lo que trae consigo avances en la curva de aprendizaje y reducción de costos de implementación de esta tecnología. En este sentido la regulación tiene un papel trascendente para la expansión de esta tecnología, tanto o más que la disponibilidad de recursos naturales (Bugrahan, Ugur, & Bulent, 2011).

Por otro lado Colombia, aunque cuenta con una ubicación geográfica privilegiada, en la actualidad no tiene grandes avances en la implementación de FNCER, sin embargo en años recientes se están planteando diferentes políticas para diversificar la matriz energética del país. La presente investigación tiene como objetivo, examinar el impacto de los incentivos económicos en el comportamiento de la capacidad instalada de energía solar FV en Colombia.

Para realizar este análisis se debe de tener en cuenta el ejemplo de los líderes a nivel mundial en esta temática, como China, Alemania y Estados Unidos. Además de algunos referentes a nivel Latinoamérica como Brasil, México y Chile. Identificando los factores que fueron y son determinantes para la expansión de dicha tecnología.

En el caso Colombiano se realiza una revisión detallada de la regulación en fuentes no convencionales de energía renovables, tanto a nivel de mercado como de incentivos, haciendo un especial énfasis en la Ley 1715 de 2014 (Congreso de Colombia, 2014), por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, identificando el crecimiento de los proyectos antes y después de la entrada en vigencia de esta normativa.

Posteriormente dentro de la metodología se analizan diferentes variables de interés para los países estudiados, como lo son: Producto Interno Bruto, capacidad instalada en recursos renovables, capacidad instalada solar FV entre 2010 y 2017, institución reguladora de energía, número de políticas en temas de energías renovables y nivel de radiación solar. Identificaremos los coeficientes de correlación entre estas variables y la capacidad instalada solar FV de estos países a 2017. Como resultado de este análisis se encontró una correlación entre el número de políticas en energía renovable y la capacidad instalada del 81%.

Para analizar el impacto de los incentivos, se usa el modelo de Bass en la difusión de tecnologías. Por medio de este se determina el número de adoptantes de esta tecnología y, posteriormente, la capacidad instalada en MW de la tecnología solar FV. Este modelo tiene en cuenta aspectos como el potencial solar FV en Colombia, coeficientes de innovación e imitación que varían de acuerdo a la rentabilidad de dicha tecnología, la cual podría aumentar con el uso de los incentivos vigentes. Finalmente estos resultados son contrastados con las proyecciones de crecimiento en el país a 2030 realizadas por la UPME (2015), como resultado se encontraron proyecciones similares en la mayoría de escenarios, sin embargo en todos los casos son pronósticos conservadores teniendo en cuenta que la mayoría de incentivos vigentes en la regulación son indirectos y estos no tienen tanto impacto en la rentabilidad de los proyectos como los directos.

2. OBJETIVO GENERAL

Analizar el impacto de los incentivos económicos en el comportamiento de la capacidad instalada de energía solar FV en Colombia.

2.1.OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar la situación de las energías renovables en Colombia y los incentivos implementados por algunos de los países líderes tanto a nivel mundial como regional, en implementación de energía solar fotovoltaica.
- Examinar los avances en materia de normatividad y los incentivos en el mercado eléctrico colombiano para la inclusión de la energía solar fotovoltaica.

- Analizar el crecimiento de la capacidad instalada de los países referentes a partir de la regulación que les aplique.
- Plantear escenarios para identificar el crecimiento de la capacidad instalada de energía solar FV, dados los incentivos económicos vigentes en la regulación colombiana.
- Identificar si dados los incentivos económicos vigentes en la regulación colombiana, se cumplirán las proyecciones de la UPME planteadas en su Plan de Expansión 2017-2031.

3. MARCO TEÓRICO Y ANTECEDENTES

En la literatura revisada para esta investigación, diversos autores analizan el impacto de los incentivos regulatorios en el crecimiento de la tecnología solar FV, como Mints (2011) quien en su estudio: *Changing Incentive Structures and Photovoltaic Demand*; identifica las oportunidades y consecuencias que han generado estos incentivos en las diferentes regiones. Análogamente, Washburn y Romero (2019), estudian el caso de los incentivos regulatorios en América Latina, examinando cómo ha sido la experiencia de las políticas energéticas para los países de la región.

A continuación se presenta un estado del arte sobre los incentivos, barreras, intervención del estado, que son determinantes en la situación de las fuentes no convencionales de energía renovable y más específicamente la generación solar fotovoltaica en el mundo y Latinoamérica, para luego pasar al caso colombiano:

3.1. Incentivos e intervención del estado

Para abordar este tema es importante tener en cuenta diferentes posturas económicas: la primera es la tesis del denominado padre de la economía clásica, quien en su libro *Investigación acerca de la naturaleza y las causas de la riqueza de las naciones* (Smith, 1794), expone su crítica sobre las barreras que impone el estado, sobre el comercio internacional, defendiendo de esta manera la autorregulación del mercado.

Por otra parte autores del institucionalismo como Douglas (1983), definen las instituciones como incentivos o reglas de juego, lo cual implica que el estado debe intervenir en los mercados a través del establecimiento de políticas públicas.

Mientras que otros autores como Jean Tirole plantea que cada mercado tiene sus particularidades y, por tanto, cada uno tiene su forma de regularse, para esto se deben implementar diferentes mecanismos para que sean eficientes (Holmstrom & Tirole, 1987).

3.2. Barreras para la implementación de las FNCER a nivel mundial

Se debe tener en cuenta que existen diferentes barreras para la implementación de energías renovables, estas son mencionadas por el Informe de Integración de energías renovables realizado por la UPME (2015). Las más relevantes son:

- 3.2.1. Incentivos erróneos: Subsidios o incentivos a la demanda o ampliación de cobertura de recursos renovables con una disponibilidad tecnológica baja para el aprovechamiento adecuado de estas medidas.
- 3.2.2. Costos y financiamiento: Teniendo en cuenta que la inversión en FNCER es más alta y riesgosa comparada con otras tecnologías convencionales; la tasa de retorno aceptada por los inversionistas será relativamente alta, lo cual implica mayor dificultad de que se dé un cierre financiero para posibles inversionistas y entidades de financiación.
- 3.2.3. Barreras de mercado: Posición dominante en el mercado de algunos agentes del sector energético, los cuales realizan grandes inversiones en energías convencionales.
- 3.2.4. Competencia imperfecta con las energías convencionales: Todos los agentes deben tener igualdad de poder de negociación para esto se deben desarrollar mecanismos regulatorios que promuevan la igualdad de condiciones para competir en el mercado.
- 3.2.5. Costos transaccionales: Como las licencias, negociación de contratos de venta de energía, interconexión, entre otros, siendo en ocasiones más altos que los de las energías convencionales debido a que estos últimos tienen una curva de aprendizaje mayor.

Adicionalmente existen otras barreras como asimetría de la información, el déficit de capital humano capacitado en FNCER, prejuicio tecnológico y un marco regulatorio rígido y ajustado para las energías convencionales.

3.3. Instrumentos para incentivar el uso de FNCER

A nivel mundial se han implementado diferentes mecanismos para mitigar las diferentes barreras anteriormente mencionadas y de esta manera aumentar el uso de FNCER (UPME, 2015):

- 3.3.1. Instrumentos para la reducción de emisiones: como el impuesto y topes de emisiones de CO₂.
- 3.3.2. *Feed in tariff*: Se enfoca en garantizar o fijar un precio de compra para los generadores de ER, fijados a partir del costo de la producción de este tipo de energía.

- 3.3.3. Cuotas: Se basa en fijar porcentajes específicos dentro de la matriz energética de un país, lo que permite diversificarla poniendo metas fijas. Dentro de este tipo de mecanismos se encuentran las subastas (estos dan como resultado contratos de energía en firme, otorgados a través de licitaciones públicas) y los Certificados de Energía Renovable (Otorgar certificados a los generados de ER que pueden ser comercializados, generalmente representan la producción de un MWh de generación de energía limpia).
- 3.3.4. Contratos por diferencias: es un incentivo directo que garantiza a los productores de ER un precio de electricidad competitivo al mercado mayorista. De manera que los generadores reciben una prima de la diferencia entre el precio del ejercicio y el precio del mercado.
- 3.3.5. Medición bidireccional: Básicamente es un mecanismo que se utiliza en autogeneración de energías renovables para cuantificar y remunerar los excedentes de energía que son inyectados a la red.
- 3.3.6. Instrumentos operativos: este mecanismo depende del administrador del sistema el cual da prioridad al despacho de FNCER.
- 3.3.7. Incentivos fiscales: Dentro de las más comunes se encuentran las exenciones de IVA y aranceles, reducción de impuesto de renta, créditos fiscales, subsidios préstamos o inversiones directas del estado.

Los casos de éxito de expansión de esta tecnología se caracterizan por tener altas inversiones, las cuales han tenido un crecimiento significativo a nivel mundial. En el *Grafico 1* se puede identificar su comportamiento desde el año 2002 hasta la actualidad. Estas inversiones tienen diferentes fuentes, la más representativa ha sido la financiación de activos, ya sea bajo el modelo de negocio de leasing, bonos y otras opciones de la banca, en este sentido ha sido fundamental que la regulación fomente la participación de las entidades financieras en los proyectos solar FV.

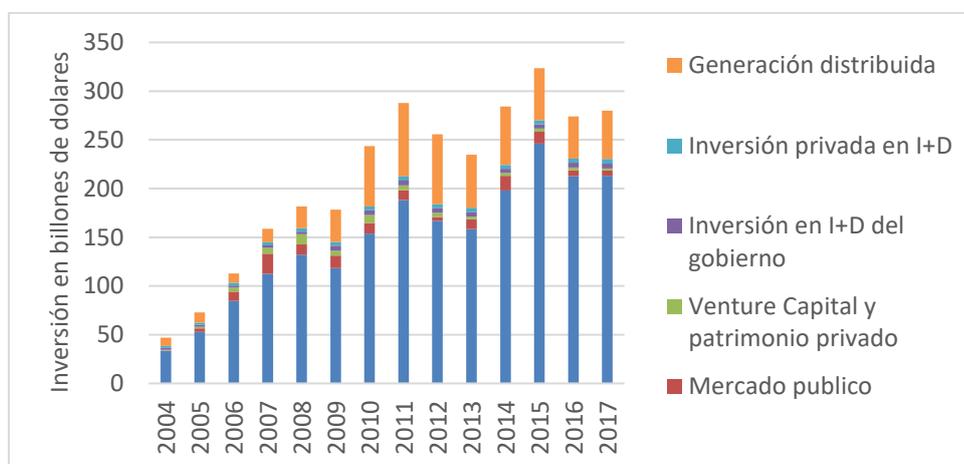


Gráfico 1. Mecanismos de financiación en proyectos solares FV

Fuente: Elaboración propia a partir de IRENA, 2018b.

3.4. Energía Renovable en el Mundo

A final de 2017 globalmente había una capacidad instalada de energías renovables de 2.179.426 MW (IRENA, 2018a). La mitad de esta provenía de fuentes hídricas en todas sus dimensiones, seguido de la energía eólica y solar como se muestra en el Gráfico 1:

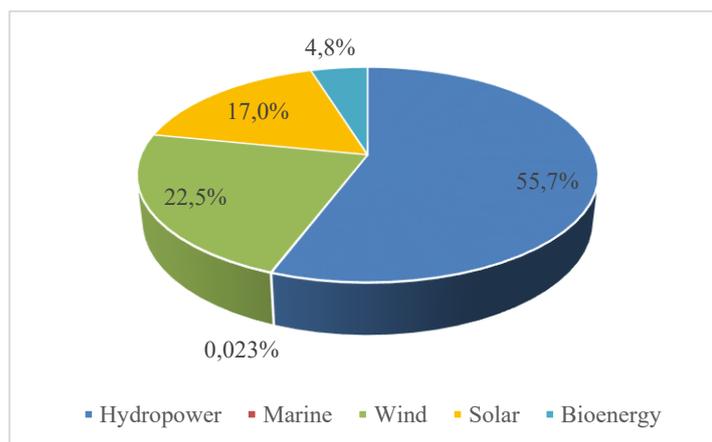


Gráfico 2. Participación de fuentes renovables en la capacidad instalada global

Fuente: Elaboración propia a partir de IRENA, 2018a.

La capacidad instalada de energía solar fotovoltaica a final de 2017 era alrededor de 384.621 MW, más del 30% del 2016, lo que representa en energía generada 317.673 GWh (IRENA, 2018a). En cuanto al potencial de crecimiento de esta tecnología, proyecciones como las de Bloomberg New Energy Finance (Nathaniel Bullard, 2018), señalan que para el año 2040, el 60% de la capacidad mundial de energía provendrá de fuentes de energía no contaminantes, siendo las tecnologías eólica y solar las que se convertirán en las formas más baratas de producir electricidad en muchos países durante la década de 2020 y en la mayor parte del mundo en la década de 2030. En la Tabla 1 se muestra la capacidad solar FV acumulada y la proyección de la misma a 2040.

Capacidad eléctrica	2009	2011	2015	2017	2020	2040
Capacidad solar FV [MW]	22 478	69 599	220 284	384 621	500 000	2 000 000

Tabla 1. Capacidad solar FV acumulada y proyección a 2040

Fuente: Elaboración propia a partir de IRENA, 2018a.

El costo nivelado de la generación fotovoltaica (LCOE) se ha reducido considerablemente en la última década como se observa en el Gráfico 2: Además a 2040 se proyectan reducciones de costos del orden del 60%. Esto por el desarrollo tecnológico que ha traído la curva de aprendizaje de esta tecnología, permitiendo la implementación de las economías de escala. La tipología más común son los paneles de silicio cristalino, estos son los líderes del mercado con una participación a 2016 del 85% (IRENA, 2018b).

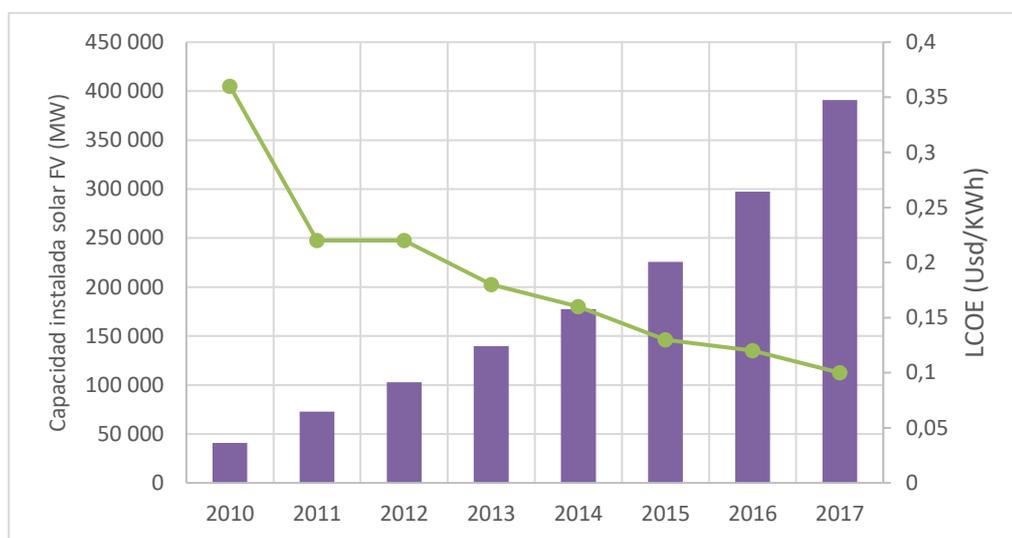


Gráfico 3. Capacidad instalada FV vs. Costo nivelado de la energía solar FV
Fuente: Elaboración propia a partir de IRENA, 2018a.

Los líderes mundiales en generación solar FV son: China con una capacidad instalada a 2017 de 130.4 GW, Estados Unidos con una capacidad de 85,3 GW, Japón con 63,3 GW instalados, India cuenta con 57,4 GW y por su parte Alemania cuenta con 48.4 GW (IRENA, 2018a).

Como se puede observar, China es potencia en esta materia, resultado de combinar una ubicación geográfica privilegiada dentro del cinturón solar y diferentes políticas que apuntan al alto desarrollo de este sector. Por otro lado Alemania, es uno de los pioneros en la creación de incentivos para la masificación de energías renovables, lo cual le ha permitido ser potencia a pesar de no contar con los mejores niveles de radiación solar. En el Gráfico 3, se puede observar de una mejor manera la expansión en la capacidad solar fotovoltaica instalada en estos últimos.

Para el año 2000, Alemania era pionera en el esquema de aranceles y programas de techos solares; además contaba con una prima que se le otorgaba a las empresas de servicios públicos por integrar la energía solar a la red e incentivos FIT (*Feed In Tariff*). Como resultado se dio un gran estímulo a la demanda de esta fuente de energía en el país (Mints, 2011). Por otra parte, Estados Unidos ha implementado programas de cartera renovable, sin dejar de un lado los incentivos FIT, los cuales impactan directamente la tasa de retorno de los proyectos FV, lo cual veremos más adelante que juega un papel fundamental en la adopción de una tecnología. Cabe anotar que aunque en diferentes países y regiones se implementen las mismas políticas, la forma de aceptación en cada uno es muy diferente e influyen diversas variables del contexto local, por ello no todas las economías arrojan los mismos resultados en la capacidad instalada solar FV.

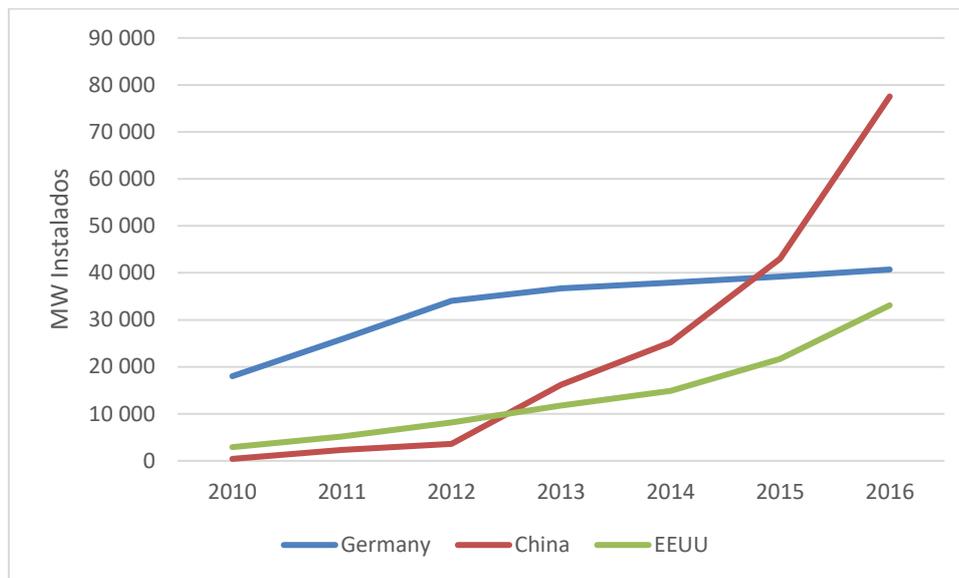


Gráfico 4. Evolución capacidad solar FV en Alemania, China y EEUU

Fuente: Elaboración propia a partir de IRENA, 2018a.

En resumen, estos países han logrado esta posición, gracias a diferentes aspectos, como su nivel de radiación, nivel de industrialización, incentivos regulatorios, que tienen altas subvenciones, inversión público-privada, subsidios y programas remuneración medición neta y FIT (Femin, Najmu, Dayana, Petra, & Mathew, 2016).

3.5. Energía renovable en Latinoamérica y El Caribe:

Por su parte en Latinoamérica y el Caribe se espera un crecimiento en capacidad de 1,4 GW en el 2015 a 10 GW en 2021 (UPME, 2015). En la actualidad las energías renovables con mayor potencial en América Latina son la solar fotovoltaica, la biomasa y la eólica. Esto por su ubicación geográfica y sus condiciones atmosféricas, acompañado de diferentes esfuerzos que han hecho los países de la región a nivel regulatorio con el fin de incentivar este tipo de fuentes de energía.

Cabe anotar que 18 países de la región han realizado diversos esfuerzos por promover las FNCER, más del 80% de estos han establecido objetivos estratégicos a largo plazo para lograrlo. La normativa más común para lograr estas metas, son incentivos tributarios y las subastas (Washburn & Pablo-Romero, 2019).

Los líderes a nivel Latinoamérica son: Brasil, Chile y México, los cuales atribuyen su éxito a la inserción de políticas que incentivan la inversión tanto pública como privada, acompañado de las condiciones privilegiadas a nivel geográfico, especialmente en el caso de México, que cuenta con uno de los niveles más altos de radiación de la región. En el Gráfico 4, se muestra la tendencia de crecimiento de estos países contrastada con el caso

colombiano, en el cual aunque se han hecho algunos esfuerzos recientes, está más atrasado en comparación con otros países de la región.

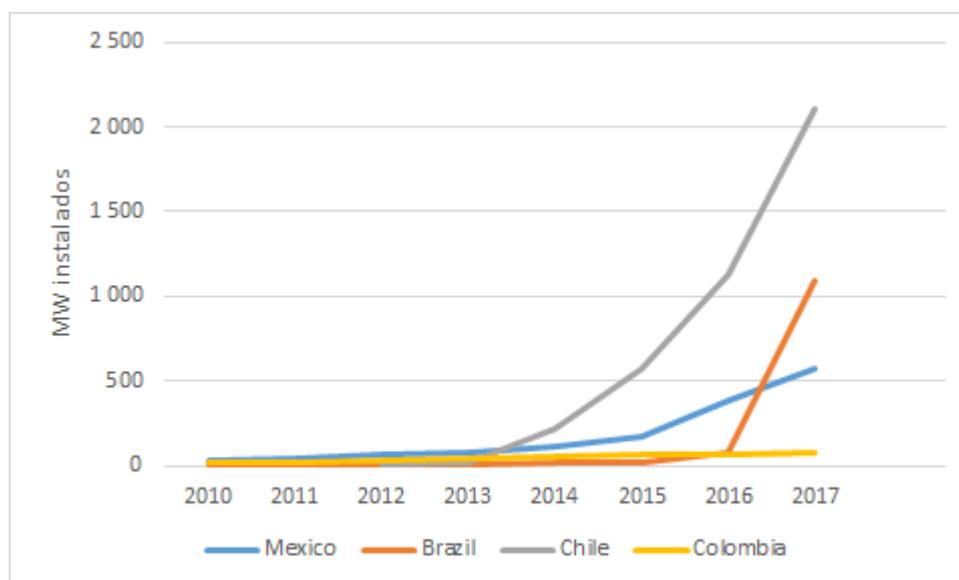


Gráfico 4. Evolución capacidad solar FV en algunos países de Latinoamérica

Fuente: Elaboración propia a partir de IRENA, 2018a.

A continuación se citan algunas de las economías más avanzadas, como referentes regionales para Colombia, como lo son México, Chile y Brasil.

México:

Según IRENA (2018) la caracterización del consumo final de energía renovable es destinada en su mayoría al sector residencial con 64% de participación, 27% para el sector industrial, 5% para otras actividades económicas y 1% para el sector comercial. Esta energía proviene en su gran mayoría de combustibles sólidos, seguida de fuentes hídricas y una pequeña proporción de energías no convencionales como eólica y solar.

Por su ubicación geográfica y nivel de radiación México es uno de los cinco países a nivel mundial con mayor potencial para generar energía solar fotovoltaica. Gracias a esto ha aumentado considerablemente su capacidad instalada, llegando a tener 570 GW para el año 2017 (IRENA,2018).

Desde el año 2013 este país ha venido trabajando en 39 políticas para incentivar las energías no convencionales, de esta regulación se desprendió la reforma energética; la cual ha traído oportunidades para la diversificación de la matriz energética del país Azteca, y se espera un 50% de participación de energías limpias al 2050, la competitividad de las energías renovables y eliminar diferentes barreras que presenta la implementación de este tipo de generación (IRENA, 2018).

Para el país Azteca, los lineamientos de política en generación distribuida fueron dictados por la Ley de la Industria Eléctrica, publicada en 2014, con el objetivo de promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes y la Ley de Transición Energética, publicada en 2015, la cual se enfoca en regular el uso óptimo de las fuentes no convencionales de energía, velando por la competitividad del país (Cámara de Diputados del Congreso de La Unión, 2015).

Desde el año 1982 se creó un fondo de investigación en energía sostenible, lo que ha permitido grandes desarrollos en diferentes tecnologías. Adicionalmente, dentro de los mecanismos implementados por este país para incentivar las ER, se encuentra la medición neta la cual facilita la venta de excedentes por parte de los autogeneradores a pequeña, mediana y gran escala. Otros mecanismo son el impuesto al carbón, las subastas desde el año 2016 por esto se han desarrollado solamente 3, de las cuales 2 han sido en energía eólica y solar (Washburn & Pablo-Romero, 2019).

Chile:

El total de consumo de energías renovables en el 2016 fue de 73,940 GWh, en relación con el consumo de sus actividades económicas, esta energía se destinó principalmente al sector industrial con una proporción del 56%, seguido del sector residencial con 35% de participación, el comercial cuenta con 7% del consumo total, finalmente otras actividades y una pequeña participación de 1% para otras. La fuente de la mayor parte de esta energía proviene son los combustibles sólidos (IRENA, 2018a).

Junto con Panamá, México y Nicaragua es el país con mayor número de estrategias, leyes o programas que afectan la producción de energía solar fotovoltaica. Cabe anotar que para el año 2015 este país fue uno de los que más invirtió en esta temática a nivel mundial, incluyendo dentro de su Política Energética, donde tiene previsto la inclusión para el año 2050 del 70% de su matriz energética con este tipo de fuentes (Simsek, Lorca, Urmee, Bahri & Escobar, 2019). Para lograrlo plantearon un esquema regulatorio de 12 políticas, propuesto por la Comisión Nacional de Energía que incluye incentivos para la autogeneración, generación distribuida y cogeneración de energía, así como un esquema de subastas y tarifas horarias. Como respuesta, en 2017 la energía solar tenía una participación del 7% contando con una capacidad instalada de 2110 MW, mientras que en el 2016 tenía solo 1% de participación que representaba el 44% de las generación con FNCER. Además se tienen perspectivas de crecimiento mayores, ya que el 67% de los proyectos de generación eléctrica en el país son de origen solar fotovoltaico (IRENA, 2018a).

Desde 2014, los usuarios conectados a la red, han podido vender los excedentes de cogeneración si su capacidad no supera los 100 kW. Adicionalmente, los proyectos de ER poseen una exención del 100% de los impuestos sobre la transmisión si son menos a 9 MW, y una exención parcial para proyectos entre 9 y 20 MW (Saldivia, Rosales, Barraza, & Cornejo, 2019). Desincentivan el uso de combustibles fósiles mediante un impuesto al carbón que consiste en USD\$ 5 a las emisiones de CO₂, aplicada a la generación térmica con una entrada de 50 MW, exceptuando la biomasa. Finalmente, posee un importante número de subastas en energías renovables, lo cual ha permitido que se haya reducido el precio de la electricidad (Washburn & Pablo-Romero, 2019).

Brasil:

Como una de las economías más grandes del mundo, así mismo lo es su demanda de energía, para el caso de las energías renovables en el 2016 fue de 912,504 GWh, los cuales se destinaron principalmente al sector industrial con una proporción del 53% ya que se trata de un país industrializado, seguido del sector transporte con 21%, por su parte los sectores residencial y comercial tienen ambos 12% de participación, finalmente 3% de participación para otras actividades económicas. Esta energía proviene en su mayor parte de fuentes hídricas, combustibles sólidos y líquidos (IRENA, 2018a).

Al igual que Colombia, este país depende en gran medida del agua para generar energía lo que implica deforestación y emisión de gases efecto invernadero, por lo que en años recientes se han hecho esfuerzos por fomentar el crecimiento de la generación de energía con fuentes no convencionales, dando resultado a un proceso de transición energética, soportado principalmente en iniciativas gubernamentales (Carstens & Cunha, 2019). A través de La Agencia Nacional de Energía Eléctrica ANEEL, el ente regulador del sector eléctrico Brasileño, que ha formulado e implementado 17 políticas públicas con el fin de incentivar la inversión en energías limpias y con esto lograr la diversificación de su matriz energética, como resultado, en el año 2015 se posicionó como el octavo país a nivel mundial con generación eólica y en el año 2017 se construyó la central más grande de energía solar fotovoltaica, en un área aproximada de 800 hectáreas y con una capacidad instalada para abastecer 420.000 hogares brasileños, llegando a una capacidad instalada para el mismo año de 1097 MW (IRENA, 2018a).

Dentro de los incentivos adoptados por este país para implementar una estrategia de energía renovable se encuentran las exenciones de impuestos, feed in tariff, mecanismo que fue adoptado en 2004, pero reemplazado en 2011 por los sistemas de subasta, de dos tipos: generales y para tecnologías específicas, en total se han realizado 31 subastas, 14 para tecnologías específicas y dos para energía solar FV. Cabe anotar que se han otorgado subsidios sobre todo en los costos de inversión de plantas de generación en zonas no interconectadas. Adicionalmente desde 2012 se han realizado esfuerzos en materia de

energía distribuida a través de un esquema de medición neta (Washburn & Pablo-Romero, 2019).

Colombia:

En cuanto a la demanda de energías renovables en el país a 2016 fue 104,158 GWh. Al igual que México esta energía fue destinada en su mayor parte para el sector residencial con 45%, seguidos del sector industrial con 33%, por su parte el sector comercial tiene una participación de 8%, el sector transporte 7% y otros sectores demandan el 7% (UPME, 2015).

En cuanto al consumo de energía por fuentes renovables, es liderada por biocombustibles sólidos como la madera, seguido por la hidráulica, la cual presenta algunas externalidades por el uso del suelo y emisiones indirectas de CO₂ y con una pequeña participación de biogás, solar fotovoltaica y eólica (UPME, 2015).

3.6. Institucionalidad e incentivos en el sector eléctrico colombiano

Para Colombia, en el marco de la institucionalidad en el sector eléctrico hay varios organismos que están involucrados y toman partido en la creación y promoción de incentivos. Entre ellas el encargado de diseñar las políticas en materia energética es el Ministerio de Minas y Energía. Además, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, es la encargada de la planeación y apoyo para la formulación de política pública. Por su parte, la encargada de reglamentar el comportamiento de usuarios y empresas con el objetivo de asegurar la prestación del servicio es la Comisión de regulación y Gas (CREG). El mercado se compone de usuarios (Regulados y no regulados) y de agentes (Generadores, transportadores, distribuidores, comercializadores y administradores). Finalmente la supervisión y control del sector energético está a cargo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Fenómenos como el de principios de los noventa, cuando la escasez de agua generó un racionamiento de energía, reflejan la alta dependencia en los recursos hídricos, lo que implica que cuando se generan condiciones de sequía se ponga en riesgo el abastecimiento energético y por tal motivo, se han expuesto diferentes mecanismos para incentivar el uso de fuentes no convencionales de energía renovable. En la Tabla 2 se presenta un resumen de las normativas que de alguna manera, han influido en el crecimiento de la participación de las FNCER.

Documento	Descripción
Ley 142 de 1994	Define los esquemas generales de regulación a los cuales se pueden someter las empresas de servicios públicos y el papel de las Comisiones de Regulación. Impedir que quienes captan o producen un bien que se distribuye por medio de empresas de servicios públicos adopten pactos contrarios a la libre competencia en perjuicio de los distribuidores.
Ley 143 de 1994	Integración vertical, se regula el poder de mercado. Además queda explícitamente prohibido la entrega de excedentes de generación a la red eléctrica para autogeneradores.
CREG-085 de 1996	Por la cual se reglamentan las actividades de cogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN) CREG-032/01 Aclaran o modifican la resolución CREG-085/96.
CREG-128 Art 6. de 1996	Límites a la participación accionaria en el capital de una empresa generadora o comercializadora, sobre una empresa distribuidora y viceversa.
CREG-060 de 2007	Por la cual se dictan normas sobre la participación en la actividad de generación de energía eléctrica
Ley 1215 de 2008	Se define cogeneración como la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de su actividad productiva.
CREG-097 de 2008	Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso del SRT y SDL.
Ley 1715 de 2014	Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales en al sistema energético nacional y se establecen diferentes incentivos por LEY. Permite entrega de excedentes a la red.
DECRETO MME 2469 de 2014	Excedentes autogeneración.
CREG 038 de 2014	Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes
UPME 281 de 2015	Límite Autogeneración Pequeña Escala 1 MW
CREG -024 de 2015	Regula la actividad de autogeneración a gran escala.
Resolución 227 de 2015	Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas solares fotovoltaicas
DECRETO 348 de 2017	Establecimiento de lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala (0,1MW).
CREG 030 de 2018	Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña y gran escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional
CREG 103 y 104 de 2018	Por la cual se fija la oportunidad para llevar a cabo la Subasta para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2022 y el 30 de noviembre de 2023.

Tabla 2. Normativas para incentivar las FNCER en Colombia

Fuente: Elaboración propia a partir de (CREG, 2017)(MME, 2018) (Congreso de Colombia, 1994)(Congreso de Colombia, 2014)

Estas normas incluyen temáticas como libre competencia para la actividad de generación exenciones tributarias, posibilidad de vender excedentes a la red a través de autogeneración, generación distribuida y la primera subasta de energía en el país.

En contraposición con los ideales *laissez faire* de Smith y de acuerdo con Tirole, en el sector energético colombiano existe amplia intervención estatal en cuanto al servicio de público de energía, esta se sustenta en la Ley 142 de 1994, a través de la cual se regula la intervención del estado en los servicios públicos. Cabe aclarar que esta Ley en particular se dio como resultado de un estado de emergencia económica y social sucedido entre final de los años ochenta y principios de los noventa. En gran parte atribuida a la crisis energética que se dio en el año 1992 durante el gobierno de César Gaviria, lo cual obligó a tomar medidas como el racionamiento del consumo de energía eléctrica (Moreno, 2014).

En artículo 2 de la Ley de servicios públicos plantea que: “El Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esta Ley, en el marco de lo dispuesto en los artículos correspondientes de la Constitución Política, con el fin de garantizar la libre competencia, eficiencia y calidad en la prestación del servicio de electricidad” (Congreso de Colombia, 1994).

En la misma ley se exponen algunos instrumentos de intervención estatal, como la promoción de los servicios públicos, la gestión de recursos para la prestación del servicio, la regulación, control, subsidios, estímulos en la inversión, entre otros. Así como regular la libre competencia de los agentes del mercado eléctrico, donde se condiciona la integración vertical de las empresas a ciertas condiciones del mercado. La Ley 143 de 1994, plantea que los agentes que se constituyeran para prestar el servicio público de electricidad con posterioridad a su entrada en vigencia “no podrán más de una de las actividades relacionadas con el mismo con excepción de la comercialización que puede realizarse en forma combinada con una de las actividades de generación o distribución” (Congreso de Colombia, 1994).

El estado sí podría intervenir en algunos aspectos, a través de diferentes mecanismos proteccionistas como aranceles, impuestos, primas o subvenciones. De esta manera también se incentiva tanto el gasto público como privado. En este sentido, los diferentes incentivos del mercado eléctrico colombiano para implementación de fuentes no convencionales de energía renovable, como mecanismo para aumentar el uso de energías limpias en el país. A través de diferentes políticas públicas, expedidas por el Estado a través del Ministerio de Minas y Energía, como por ejemplo la Ley 1715 de 2014, la cual regula la integración de energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, cuyo objetivo principal es la diversificación de la matriz energética del país, integrando tipos de generación de energía más limpias y sostenibles (Congreso de Colombia, 2014).

Los incentivos para la implementación de fuentes renovables de energía pueden ser de tipo directo o indirecto, en la actualidad los incentivos estipulados en la regulación son de tipo

indirecto teniendo en cuenta la Ley 1715 (Congreso de Colombia, 2014), la cual define cuatro estímulos para la inversión en proyectos a partir de FNCER y eficiencia energética así: reducción al impuesto de renta (50% del valor total realizado en la inversión) para ambos casos, exención de IVA y aranceles (en el CAPEX de los proyectos), y depreciación acelerada de activos. Adicional a esto, se implementó la creación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), con el que se busca financiar, impulsar y promocionar las soluciones de autogeneración y la mejora en la eficiencia energética. En la Figura 1, se presenta la estructura de esta normativa y los decretos y resoluciones expedidos por la CREG que lo soportan.

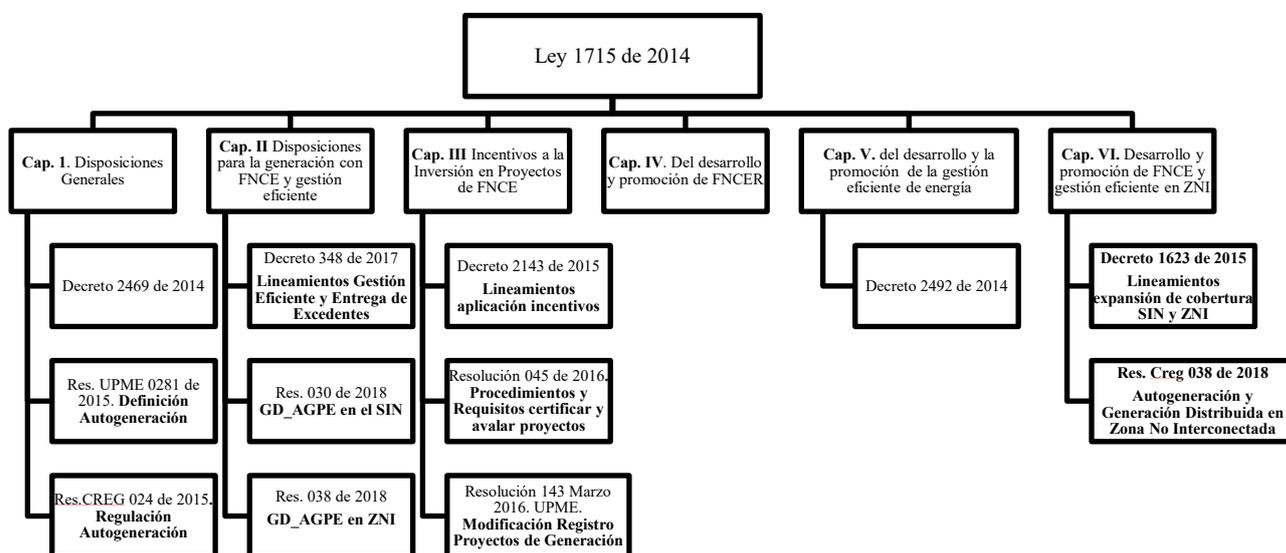


Figura 1. Estructura Ley 1715 de 2014.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Congreso de Colombia, 2014).

Estas políticas han estimulado el uso de fuentes alternativas para la generación de energía eléctrica. Gracias a esto, desde hace un par de años la tendencia viene cambiando, una prueba de esto se ve reflejada en el registro de proyectos vigentes de generación de la UPME, lo cual como se muestra en la siguiente gráfica, 391 de los 575 proyectos inscritos son solares, con una participación del 68%. En el Gráfico 6, que presenta la proporción de proyectos vigentes a septiembre de 2018.

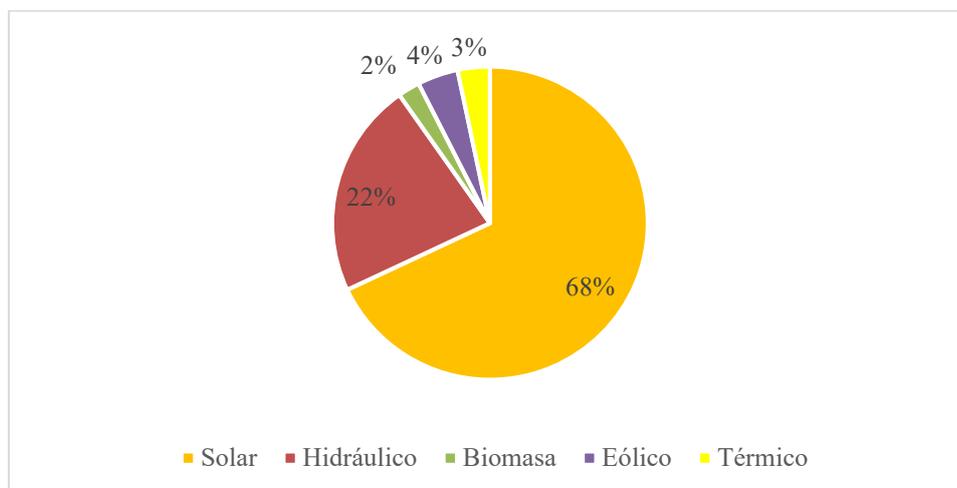


Gráfico 6. Participación de proyectos de generación en Colombia

Fuente: Elaboración propia a partir de UPME, 2018.

En cuanto a la cantidad de proyectos que aplican para los incentivos de la Ley 1715 de 2014, los registros de la UPME reportan que a 31 de diciembre de 2018 los siguientes números:

Tipo FNCE	2016	2017	2018	TOTAL
Solar	78	182	201	489
Total FNCE	84	202	232	548

Tabla 3. Postulación incentivos Ley 1715 de 2014

Fuente: Elaboración propia a partir de UPME, 2018.

El Gráfico 7 presenta el contraste del total de proyectos solares FV registrados y el registro de aplicación a incentivos de la Ley 1715.

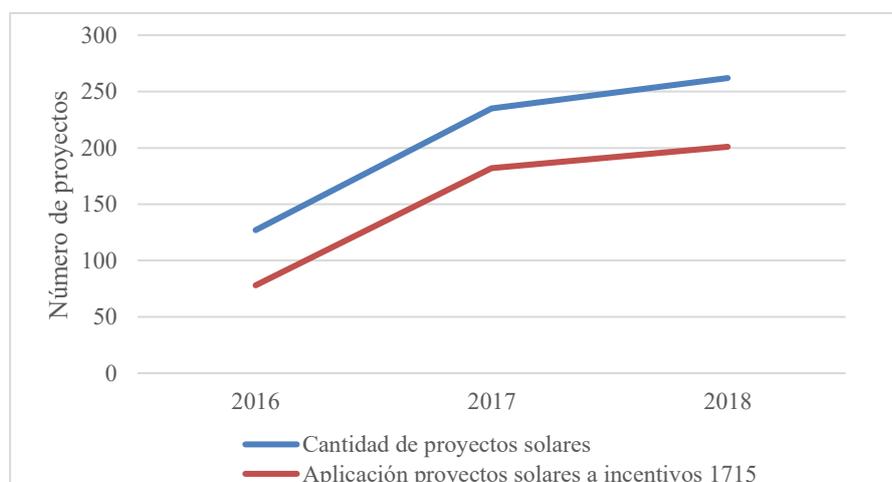


Gráfico 7. Evolución del registro de proyectos solares FV y registro de los mismos a incentivos ley 1715 a 2018.

Fuente: Elaboración propia a partir de UPME, 2018 y (UPME, 2018b)

En el Gráfico 7 se puede observar que aunque ambas tendencias son crecientes y tienen la misma pendiente, existe una brecha entre los proyectos registrados para generación FV y los de la misma tecnología que aplican incentivos de la Ley 1715. En gran medida la causa de esta diferencia son los trámites y costos transaccionales que la postulación a estos incentivos trae consigo, ya que los proyectos deben ser registrados en la UPME y aprobados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA. Además, no todos los proyectos registrados son aprobados para acceder a los incentivos, por ejemplo, hasta el año 2018 habían aprobados 372, archivados 54, desistidos 22, en estudio 46 y rechazados 24 (UPME, 2018b).

Cabe anotar que del total de FNCER, los proyectos solares son los que mayor participación tienen en el registro y aplicación a estos incentivos, representando el 90% desde que se tiene registro de los mismos. En este sentido, se espera que para el año 2030 la matriz del país sea más diversa y se tenga menos dependencia en recursos hídricos (UPME, 2018b).

4. METODOLOGÍA

4.1. Análisis de Variables

A partir de la revisión de literatura se identificaron las siguientes variables tanto cualitativas como cuantitativas, que pueden incidir en la instalación de plantas de energía solares y, por tanto, se incluirán en el modelo.

- Cultura/ Responsabilidad ambiental
- Composición matriz energética, teniendo en cuenta la capacidad instalada de recursos de recursos hídricos
- Precio de la energía
- Confiabilidad de la red (Suministro de energético)
- Corrupción
- Desigualdad (Índice Gini)
- Número de subastas de energía
- Incentivos
- Inversión pública/Privada
- Nivel radiación solar (Técnica)
- Mecanismos de financiación
- Grado industrialización del país
- Ubicación geográfica.
- PIB
- Ingreso per cápita

Para delimitar las variables cuantitativas se realizó una correlación entre algunas de estas y la capacidad instalada en los países de estudio. Estas variables son: Producto Interno

Bruto, capacidad instalada en recursos renovables, crecimiento de la capacidad instalada solar FV entre 2010 y 2017, existencia de una institución reguladora de energía, número de políticas en energía renovable y nivel de radiación, posteriormente se halla el coeficiente de correlación entre estas variables y la capacidad instalada solar FV de estos países a 2017 (IRENA, 2018a).

País	PIB (US\$MM)	Capacidad instalada MW	Capacidad Solar FV 2010 (MW)	Capacidad Solar FV (MW)	Capacidad FV /renovables	Institución de regulación energía	Número de políticas
Chile	\$277	10736,6	0	2110,4	19,7%	CNE (Comisión Nacional de Energía)	12
México	\$1.150	19095,8	29	570	3,0%	CRE (Comisión Reguladora de Energía)	39
Brasil	\$2.055	128293,3	1	1097	0,9%	ANEEL CREG	17
Colombia	\$314	12113	17	73,1	0,6%	(Comisión de Regulación de Energía y gas)	1
Alemania	\$3.677	113061	18005	42394	37,5%	Agencia Federal de Redes	46
Estados Unidos	\$19.390.604	230043	2909	41273	17,9%	FERC (Comisión Federal Reguladora de Energía) (AEN)	112
China	\$12.237.700	618675	414	130631,9	21,1%	Administración de energía Nacional	113

Tabla 4. Variables de interés

Fuente: Elaboración propia a partir de (IRENA, 2018a) y (The World Bank, 2017).

Para identificar la importancia que estas variables tienen sobre la capacidad instalada solar FV en los países de estudio, se halló la correlación entre estas, encontrando los resultados de la Tabla 5.

Variables	Coefficiente de correlación
Capacidad Instalada Solar FV-PIB	62%
Capacidad Instalada Solar FV-MW RENOVABLES	96%
Capacidad Instalada Solar FV-POLITICAS ER	81%
Capacidad Instalada Solar FV-DNI (Direct irradiance)	-53%
Capacidad Instalada Solar FV-Capacidad Instalada Hídrica	89%

Tabla 5. Correlación entre diferentes variables y la capacidad instalada SFV

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta que el coeficiente de correlación entre la capacidad instalada de energía FV y el número de políticas es del 81%, se determina que esta es una variable importante para el estudio, sustentando así el objetivo del mismo.

4.2.Revisión de Modelos

De la revisión bibliográfica realizada, se encontró que diferentes tipos de modelos se han utilizado para evaluar la difusión de una tecnología o de un producto en un mercado específico. Entre estos tenemos:

4.2.1. Paridad tarifaria

Este modelo, en el caso de sistemas fotovoltaicos distribuidos, se entiende como el momento en el que la tarifa de energía producida por esta fuente, pasa a ser más barato que la del operador de red o el comercializador (Konzen & Paulo, 2014). La ecuación (1) presenta una de sus formas.

$$C = \left[\frac{r*(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right] * \frac{Inv}{8,76*FC} \quad (1)$$

Este tipo de modelos sirven para validar, en un comienzo, el mercado potencial de una tecnología. Yang (2010) menciona algunos problemas de este tipo de este modelo, ya que el hecho de que una tecnología sea más barata que otra, no significa que vaya a ser adoptada dentro de un mercado. Caso concreto se encuentra el de los calentadores solares, los cuales ya han alcanzado la paridad tarifaria en varios países, pero no se han masificado aun.

4.2.2. Modelo basado en agentes

Teniendo en consideración lo descrito anteriormente, el modelo de paridad tarifaria no proyecta realmente la capacidad de penetración de una tecnología en un mercado. El modelo basado en agentes es bueno para describir las particularidades de una población pequeña, pero la cantidad de datos necesaria para modelarlo a una escala mayor hace muy complejo la implementación de este, especialmente con la tecnología solar fotovoltaica, de la cual no se cuenta con buenas bases de datos para Colombia (Arias, Carvajal, & Arango, 2019).

Diferentes estudios se han realizado usando este modelo, para prever la difusión de sistemas fotovoltaicos (Zhao et al., 2011; Palmer et al., 2013; Robinson et al., 2013).

Una característica inherente de este tipo de modelo es la calidad y cantidad de datos que hay que tener sobre la población de estudio, por lo cual es más utilizado en poblaciones menores, tal como lo realizaron Robinson et al. (2013) e Zhao et al. (2011) en las poblaciones de Austin y Tucson, respectivamente (Konzen, 2014).

4.2.3. Modelo basado en Bass:

El Modelo desarrollado por Frank Bass en 1969 (Jiang, Bass, & Isaacson, 2006), en su trabajo titulado “A new product growth for model consumer durables”, que tuvo como referencia el estudio de Rogers (1962): La Teoría de Difusión de la Innovación; hace una

segmentación de los agentes de acuerdo al momento en el que adoptan un nuevo producto (Bass, 1969). Bass considera coeficientes de imitación e innovación para identificar el número de adoptantes de una tecnología. Este modelo es uno de los más referenciados en la literatura de marketing para pronosticar la difusión y demanda de tecnologías.

El modelo tiene la forma funcional representada por la ecuación (2).

$$\frac{f(t)}{1-F(t)} = p + \frac{q}{m} N(t) \quad (2)$$

donde;

$f(t)$ es la probabilidad de adopción en un tiempo t

$F(t)$ es la distribución acumulada.

p es el coeficiente de innovación.

q es el coeficiente de imitación.

m es el mercado potencial final, en nuestro caso, la capacidad total instalable de recurso solar.

$N(t)$ número acumulado de adoptantes, para nuestro caso, la potencia acumulada de generación solar.

Además tenemos qué:

$$N(t) = mF(t) \quad (3)$$

De la ecuación (2) podemos ver que esta nos provee de una estimación de la demanda, pero sin tener en cuenta el potencial del mercado. Es por esto que se hace necesario otras herramientas para completar este factor (Bonadia, 2007).

La principal ventaja de este modelo de difusión es su simplicidad, ya que requiere menor cantidad de datos de entrada que otro tipo de modelos. Una de las limitaciones, es la definición de los parámetros p (coeficiente de innovación) y q (coeficiente de imitación), aunque ya han sido realizados diferentes estudios de los valores que pueden tomar estas variables y que pueden ser utilizados y que más adelante serán estudiados.

4.2.4. Otros Modelos

Otro tipo de modelos de difusión también han sido utilizados en proyecciones de sistemas fotovoltaicos, como por ejemplo, en Brasil usaron la distribución estadística de *Weibull*, junto con algunas correcciones para modelar la penetración de las redes inteligentes, basándose en el trabajo de Macauley & Shih (2003).

4.3. Modelo a Utilizar

Teniendo en consideración lo descrito anteriormente, el modelo de paridad tarifaria no proyecta realmente la capacidad de penetración de una tecnología en un mercado. El

modelo basado en agentes es bueno para describir las particularidades de una población pequeña, pero la cantidad de datos necesaria para modelarlo a una escala mayor hace muy complejo la implementación de este, especialmente con la tecnología solar fotovoltaica, de la cual no se cuenta con buenas bases de datos para Colombia. Entonces utilizaremos el modelo de Bass para este estudio.

En la Figura 2, se puede observar el esquema de la metodología donde se relacionan la rentabilidad de la tecnología que varía teniendo en cuenta **los incentivos**, el indicador que se utiliza para medir la rentabilidad es el *payback* y este, a su vez, determina la fracción máxima de mercado, para ingresar al modelo de Bass y modelar escenarios de crecimiento de la tecnología solar FV en el país.

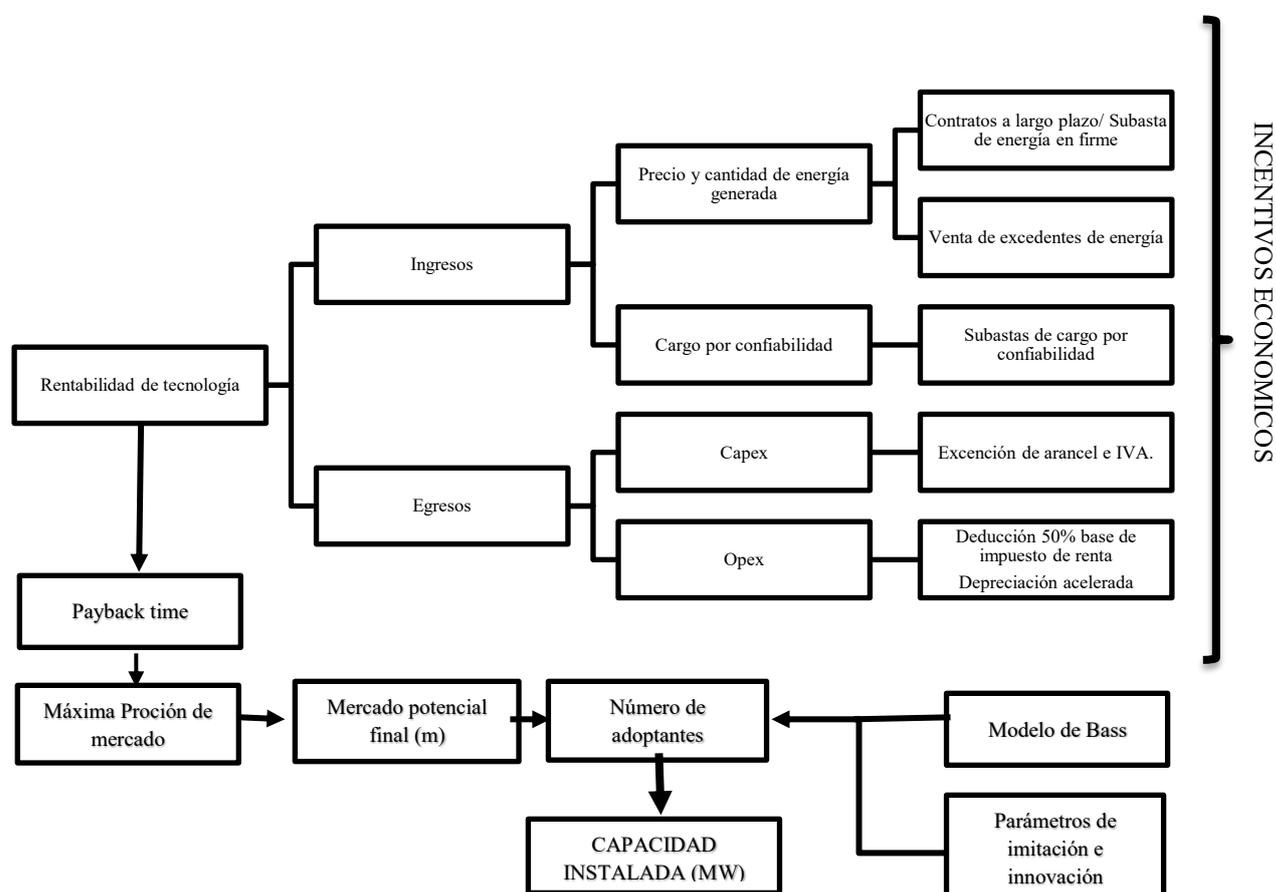


Figura 2. Esquema de metodología

Fuente: Elaboración propia con base en (Konzen & Paulo, 2014)

4.3.1. Mercado potencial final (m)

Para aproximarse a un mercado potencial final, es necesario primero analizar las diferentes variables que influyen al momento de que un adoptante de una tecnología decida invertir en esta. Se toma como premisa que la forma en que evalúan la decisión de invertir es mediante un análisis financiero previo. Hay muchas métricas de rendimiento financiero

disponibles, incluido el *payback time* (simple o descontado), el valor presente neto, la relación costo-beneficio y el costo nivelado de la electricidad. La métrica utilizada en un análisis dado depende, en gran medida, del tipo de consumidor. Los clientes residenciales pueden usar métricas relativamente simples, como el *payback time*, para decidir si invertir en un sistema fotovoltaico. Los clientes comerciales pueden usar métricas más sofisticadas para dar cuenta de la depreciación del capital (Denholm et al., 2009). Más adelante se desarrollará el análisis para el cálculo del *payback*.

La fracción de usuarios, dispuestos a adoptar la tecnología de acuerdo con el valor del *payback* simple fue presentada por Beck (2009), con la siguiente expresión:

$$fwa = e^{-STP*PT} \quad (4)$$

donde;

STP es la sensibilidad al *payback*, estimado en 0.3 (Beck 2009).

PT es el tiempo de *payback*.

El valor de la sensibilidad del *payback* (*STP*) determina la forma de la curva de fracción de mercado máxima y el usuario puede configurarla para caracterizar diferentes dinámicas del mercado fotovoltaico y realizar análisis de sensibilidad de la conducta. El valor de 0,3 se ha utilizado anteriormente (Beck, 2009) para ajustar la media de dos curvas de adopción del mercado, por esta razón y teniendo en cuenta que se trata de un modelo de difusión para determinar la capacidad instalada solar FV en Colombia, se toma este mismo valor (Denholm et al., 2009).

Tanto el valor de *STP* estimado, como esta fórmula, han sido respaldados y contrastados con los resultados de otros estudios como los de Navigant Consulting (2007) y Kastovick (1982). Su simplicidad y facilidad a la sensibilidad de estos parámetros, la hacen la adecuada para conducir este estudio.

Para la elección del mercado potencial se analizaron diferentes estudios para elegir el valor más adecuado. Dentro de estos resaltan el pronóstico realizado por el Ministerio de Minas y Energía donde calcula que solo en el departamento de la Guajira se tiene un potencial solar cercano a los 42 GW (MME, 2018). Este valor no presenta una buena aproximación del potencial total del el país, ya que se limita a una región de este; no discrimina las áreas que no son aprovechables, ya sea por razones ambientales o técnicas y adicionalmente, no da una idea de cuánto se genera por grandes proyectos y en generación distribuida, lo cual cobra importancia cuando se analicen los diferentes incentivos económicos a esta fuente. Otro escenario es el presentado por la UPME, donde calcula el potencial solar FV estimado en techos para las principales ciudades del país, dando como resultado un aproximado de 1885 MWp (UPME, 2015), el cual será el mercado potencial final para nuestro análisis. Una muestra de los resultados que obtuvieron se presenta en la tabla (6):

Ciudad	Potencial utilizable [MWp]		
	Residencial	Comercial y servicios	Industria
Bogotá	473	186	39
Medellín	114	43	10
Cali	176	62	10
Barranquilla	52	20	5
Cartagena	71	28	7
Cúcuta	27	11	2
Soledad	25	10	2
Ibagué	23	9	2
Bucaramanga	36	14	4
Soacha	34	13	3
Santa Marta	20	8	2
Pereira	27	10	2
Villavicencio	26	11	2
Bello	35	14	3
Valledupar	25	10	2
Pasto	20	8	1
Montería	24	10	2
Manizales	22	9	2
Buenaventura	23	8	1
Neiva	19	8	1
Riohacha	10	4	1
San Andrés	3	1	0
Total	1285	497	103
Capacidad Total		1885	
% Participación	68%	26%	5%

Tabla 6. Potencial solar en las principales ciudades de Colombia

Fuente: Elaboración propia a partir de (UPME, 2015)

4.3.2. Función de distribución acumulada

Para este caso se empleará la correspondiente función de densidad acumulada de la ecuación (5), usada por Schmittlein & Mahajan (1982), la cual tiene la siguiente forma:

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)t}} \quad (5)$$

De donde, como sabíamos anteriormente, la adopción acumulada en el tiempo t es $mF(t)$.

4.4. Escenarios Planteados

Se toma como referencia el estudio de Integración de Energías Renovables (UPME, 2015), en cual se realiza una evaluación costo-beneficio de los proyectos de FNCER con el impacto de los incentivos de la Ley 1715. En el documento se tienen en cuenta proyectos de capacidad típica residenciales, comerciales e industriales.

Se presentan entonces 5 de los escenarios planteados por la UPME como se muestra en la Tabla 9.

Escenario	Potencia Instalada	LCOE (USD/MWh)	Precio de la energía (USD/MWh)	WACC	TIR	PAYBACK (Años)
1. Ingreso los ahorros energéticos durante el día (Sin incentivos)	3 kWp	195	175	4% (Sin deuda)	0,9%	23,4
2. Incentivos 1715 Residencial	3 kWp	193	211	4% (Sin deuda)	11,20%	8,8
3. Incentivos Ley 1715 Comercial	500 kWp	190	168	8,5% (65% deuda)	12,80%	17,9
4. Incentivos Ley 1715 Granja Solar	375 kWp	190	175	9,02% (20% deuda)	9,7%	10
5. Gran escala Incentivos 1715	5,8 MW	189	175	9,02% (20% deuda)	41,06%	4

Tabla 9. Supuestos financieros para la elaboración de escenarios.

Fuente: Elaboración propia

El escenario 1, es el caso base sin aplicar los beneficios tributarios plasmados en la ley, solo evaluando los ahorros por dejar de conectarse a la red en los horarios en los que el sistema genera energía.

En el escenario 2 se presenta un proyecto residencial de capacidad típica aplicando con beneficios de Ley 1715, son rentables en escenarios de entrega de excedentes y esquemas de créditos para los excedentes que sean producidos por autogeneradores de pequeña escala que utilicen FNCER (UPME, 2015). Vendiendo el 49% de la energía genera el sistema, existencia de un medidor bidireccional, esquema de medición neta y el precio de la energía se considera con el 20% de la energía pagada por los estratos más altos.

En los escenarios 2, 3 y 4, el costo nivelado de la energía se le aplica los incentivos de exención de IVA y arancel, mientras que en los dos últimos se aplican adicionalmente la

venta de excedentes y deducción de renta, aplicando a nivel residencial la tarifa con contribución para superar el LCOE.

En el escenario 4 se planteó un modelo financiero de una granja solar fotovoltaica con una capacidad instalada de 375 KW está basado en el cálculo de los gastos de capital (CAPEX), los cuales hacen referencia a la financiación utilizada por la empresa para conseguir activos físicos o actualizar activos actuales, teniendo en cuenta los gastos de mantenimiento y los gastos de expansión. Así mismo se identificaron los diferentes gastos de operación (OPEX), adicionalmente se determinó el WACC (9,7%) del proyecto teniendo una estructura de capital 80% de patrimonio y un 20% de deuda. El precio utilizado es 175 USD/MWh proyectado con el IPP y el LCOE es de 190 USD/MWh.

El escenario analiza un proyecto a gran escala de 5 MW, también se evalúa con la metodología de flujo de caja descontado utilizando, un LCOE de 189 USD/MWh teniendo en cuenta los incentivos, la tasa de interna de retorno del proyecto es 30,47%, teniendo un precio de energía de 175 USD/MWh indexado con IPP para realizar la proyección, en este caso el periodo de retorno de la inversión es de 4 años, el más corto de todos los escenarios planteados.

En ninguno de los escenarios se aplica el cago por confiabilidad teniendo en cuenta que ninguno de los proyectos es mayor a 20 MW.

Para hallar la función de probabilidad acumulada se deben definir los coeficientes de innovación e imitación, los cuales varían dependiendo si se aplican incentivos, ya que estos aumentan la probabilidad de adopción de una tecnología. Para cada escenario se toman como se muestre en la Tabla 10.

Escenario	Coeficiente de innovación (p)	Coeficiente de imitación (q)
Base: Ingreso los ahorros energéticos durante el día (Sin incentivos)	0,0015	0,3
Incentivos 1715 Residencial	0,002	0,4
Incentivos Ley 1715 Comercial	0,002	0,4
Incentivos Ley 1715 Granja Solar	0,002	0,4
Gran escala Incentivos 1715 y cargo confiabilidad	0,002	0,4

Tabla 10. Supuestos coeficientes p y q para cada escenario

Fuente: Elaboración propia con base en (Denholm et al., 2009)

Para realizar un análisis comparativo se tiene en cuenta las proyecciones del Plan de Expansión de la UPME 2017-2031 (MME, 2018), los valores se encuentran en la Tabla 11.

Recurso	Base	Expansión total	Total
Solar distribuido	29	97	126
Solar gran escala	10	1080	1090

Tabla 11. Proyecciones capacidad solar FV instalada a 2031

Fuente: Elaboración propia a partir de (MME, 2018)

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como resultado del presente trabajo de investigación, se realiza una proyección de la capacidad instalada del país para el año 2030, teniendo en cuenta los incentivos vigentes y la implementación de los mismos.

Para el escenario 1, el proyecto no es viable ya que el WACC es menos a la TIR, en este sentido no se logra la difusión de la tecnología bajo los supuestos planteados.

Para el escenario 2 con autogeneración y venta de excedentes a la red, bajo los supuestos de la UPME (2015), este coincide con los resultados pronosticados por la UPME en su Plan de Expansión (MME, 2018). Los resultados con el crecimiento anual se presentan en la Tabla 12.

Año	Capacidad Instalada [MW]	Tasa de crecimiento
2019	29	-
2020	39	36%
2021	51	31%
2022	64	26%
2023	78	21%
2024	91	16%
2025	102	12%
2026	111	9%
2027	117	6%
2028	123	4%
2029	126	3%
2030	129	2%

Tabla 12. Resultados escenario 2

Fuente: Elaboración propia

Para el escenario 3 el periodo de recuperación de la inversión es muy grande, por lo que bajo los supuestos planteados por el modelo no se da difusión de la tecnología.

En el escenario 4, suponiendo como potencial utilizable para granjas solares FV 3000 MW, se determina que al 2030 la capacidad instalada para granjas solares distribuidas es de 182 MW. En la Tabla 11 se muestra el crecimiento de esta para cada año.

Año	Capacidad Instalada	Tasa de crecimiento
2019	21	44%
2020	30	40%
2021	43	36%
2022	58	31%
2023	76	26%
2024	95	21%
2025	115	16%
2026	134	12%
2027	150	9%
2028	164	6%
2029	174	4%
2030	182	3%

Tabla 13. Resultados escenario 4
Fuente: Elaboración propia

En el Gráfico 8 se observa que la difusión de esta tecnología para el caso de energía distribuida, tanto a nivel residencial como granjas solares, alcanza valores muy aproximados a los pronosticados en el Plan de Expansión (MME, 2018).

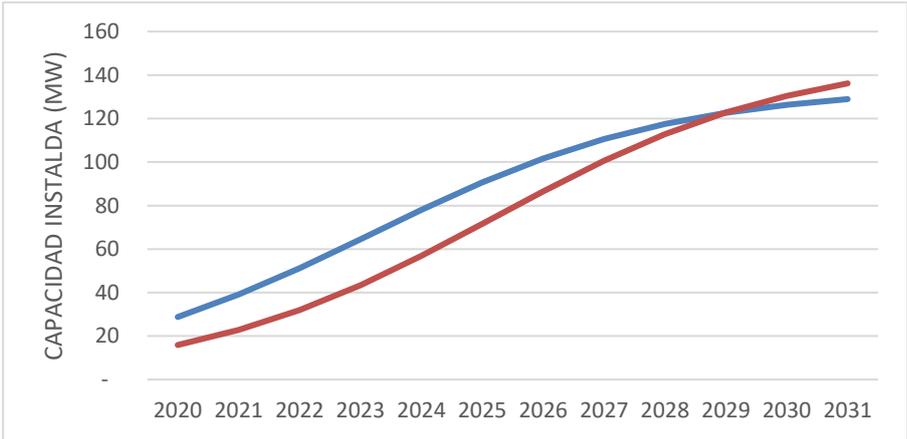


Gráfico 8. Resultados difusión escenario 2 y 4
Fuente: Elaboración propia

Finalmente se presentan los resultados del escenario 5, un proyecto a gran escala, siendo el más rentable y el de mayor potencial de crecimiento, llegando a una capacidad de 1792 MW en 2031, un poco más si se compara con los pronósticos del Plan de Expansión

(MME, 2018) en el que se plantean 1090 MW instalados para este mismo año, siendo un poco más conservador.

Año	Capacidad (MW)	Crecimiento
2018	16	89%
2019	31	69%
2020	52	60%
2021	83	54%
2022	128	50%
2023	193	47%
2024	283	44%
2025	407	40%
2026	569	36%
2027	773	31%
2028	1012	26%
2029	1275	21%
2030	1542	16%
2031	1792	12%

Tabla 14. Resultados escenario 5

Fuente: Elaboración propia

A continuación el Gráfico 9 presenta la difusión de tecnologías para el escenario más rentable, el cual al igual que los anteriores presenta un comportamiento en S, pero en este caso de gran crecimiento teniendo en cuenta el potencial solar utilizable en el país.

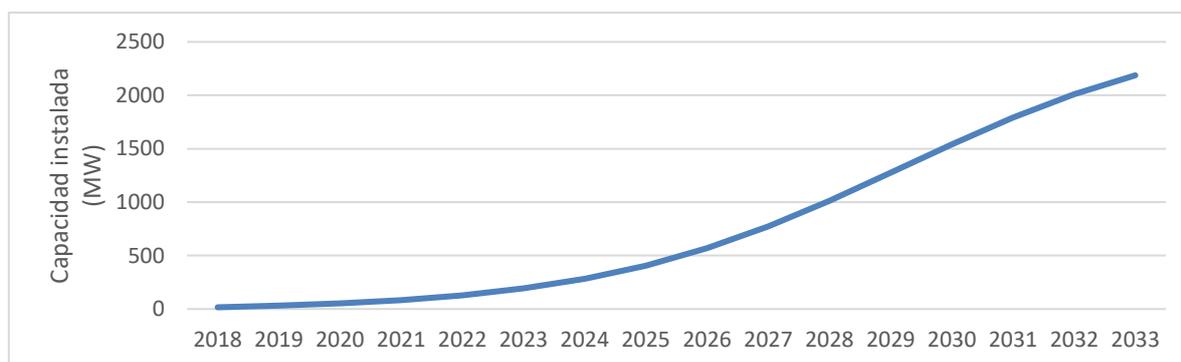


Gráfico 9. Resultados difusión escenario 5

Fuente: Elaboración propia

6. CONCLUSIONES

Para Colombia la generación a partir de las FNCER es una alternativa para la recomposición de la matriz energética, por ello desarrollar y apropiar tecnologías adecuadas a las condiciones del territorio incentiva a la adopción de estas y acelera la generación de normativas y políticas que permitan el desarrollo de nuevas industrias alrededor de dichas tecnologías.

De la revisión de literatura se identificó que Colombia tiene un bajo crecimiento de en capacidad instalada en FNCER en comparación con los referentes Latinoamericanos, esto debido a que en el pasado se tenían otros focos energéticos como incentivar la minería y el petróleo, sin embargo en la actualidad se están tomando medidas para mitigar este atraso.

En la literatura revisa y en las correlaciones elaboradas se identificó que menor desarrollo económico se corresponde con un mayor consumo de FNCER, esto por el poder adquisitivo de las diferentes economías.

Se deben habilitar diferentes medios para disminuir los costos transaccionales, ya que en la actualidad existe gran reproceso para acceder a los beneficios tributarios de la LEY 1715, teniendo en cuenta que los proyectos deben pasar primero por la UPME y posteriormente ser aprobados por La Autoridad nacional de licencias Ambientales ANLA.

Tanto Brasil, Chile y México son líderes en energías renovables como resultado de la adecuado implementación de políticas y altas inversiones en esta materia.

Como se identificó en la revisión de literatura, los incentivos directos impactan en mayor proporción que los indirectos la rentabilidad de los proyectos, en este sentido para llegar a pronósticos más optimistas y tener mayor participación de las FNCER se deben implementar mayor número de subastas de energía en firme y contratos por diferencias, para permitir que los productores de ER tengan un precio de electricidad competitivo en el mercado mayorista.

Tanto en la revisión de literatura como en la prueba estadística de los países referenciados existe una alta correlación entre las políticas para incentivar la energía renovable y la capacidad instalada de estas. No obstante otra pregunta de investigación que se debe analizar es hasta qué punto la dependencia en las fuentes hídricas de energía representa una barrera para el crecimiento de la capacidad solar FV.

Alemania es un claro ejemplo del impacto que tiene la adecuada estructuración e implementación de políticas de energías renovable, ya que pese a su bajo nivel de radiación es uno de los líderes en esta materia. No obstante, esto ha tenido un costo para nada

despreciable, pues cuando se compara el precio para la prestación del servicio a los consumidores finales es uno de los más altos del mundo.

En general los resultados de los escenarios planteados son conservadores teniendo en cuenta el nivel de madurez de la regulación y el grado de industrialización del país.

Para el caso de la simulación con autogeneración los resultados son similares a los pronosticados en el Plan de Expansión de la UPME, ya que se utiliza un potencial solar que tiene en cuenta los techos instalables en las 22 ciudades principales del país.

Para el escenario 2, de proyectos residenciales se debe tener en cuenta, para su cierre financiero, la aplicación de los beneficios tributarios y exenciones de la Ley 1715 de 2014, sumada a un esquema de medición neta.

Para proyectos a gran escala, un incentivo directo que ayudará a la expansión de la capacidad instalada, es el cargo por confiabilidad. Este le permitirá a estos proyectos mayores ingresos y volverse competitivos con otras fuentes convencionales de energía, cabe aclarar que el cargo por confiabilidad es otorgado a proyectos con capacidad instalada mayor a 20 MW. En este sentido se dio un importante hito, el pasado mes de marzo, ya que se llevó a cabo la primera subasta del cargo por confiabilidad de fuentes alternativas, dentro de estos están 6 proyectos eólicos y 2 solares, que suman 1,398 MW a ser instalados en 2022.

Se debe analizar hasta qué punto se pueden implementar los diferentes incentivos teniendo en cuenta la coyuntura económica y capacidad del país, ya que son factores determinantes para la penetración de ER en cualquier economía.

Para el modelo se tuvieron en cuenta diferentes potenciales energéticos del país, pero ninguno de los datos de las fuentes consultadas se considera preciso, por esto se recomienda para futuros estudios, refinar este valor técnicamente, ya que de este depende en gran medida el resultado en modelos como el utilizado en el presente estudio.

REFERENCIAS

- Arias, J., Carvajal, S. X., & Arango, S. (2019). Understanding dynamics and policy for renewable energy diffusion in Colombia. *Renewable Energy*, 126(1), 21. <https://doi.org/10.1037/0033-2909.126.1.78>
- Black and Veatch. (2015). Solar generation market, (September).
- Bugrahan, A., Ugur, K., & Bulent, S. (2011). The Role Of Legislations and Incentives in the Growth of PV Market in a Developing Country. *2017 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC) (IEEE)*, 1-6. Recuperado de <https://ieeexplore-ieee-org.ezproxy.eafit.edu.co/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8477329&tag=1>
- Cámara de Diputados del Congreso de La Unión. LEY DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA MÉXICO (2015). Recuperado de <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>
- Carstens, D. D. dos S., & Cunha, S. K. da. (2019). Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in Brazil. *Energy Policy*, 125(February 2018), 396-404. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.063>
- Congreso de Colombia. (1994). LEY 142 DE SERVICIOS PUBLICOS, (41).
- Congreso de Colombia. Ley 1715 de 2014 (2014). Colombia. Recuperado de [http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY 1715 DEL 13 DE MAYO DE 2014.pdf](http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY_1715_DEL_13_DE_MAYO_DE_2014.pdf)
- CREG. (2017). *Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el SIN*.
- Denholm, P., Drury, E., Margolis, R., Denholm, P., Drury, E., & Margolis, R. (2009). The Solar Deployment System (SolarDS) Model : Documentation and Sample Results, (September).
- Femin, V., Najmu, H., Dayana, K. B., Petra, I., & Mathew, S. (2016). Financial Incentive Mechanisms for Residential PV systems : an Analysis Based on the Real Performance Data. *2016 International Conference on Cogeneration, Small Power Plants and District Energy (ICUE)*, (September), 1-5. <https://doi.org/10.1109/COGEN.2016.7728963>
- Holmstrom, B. R., & Tirole, J. (1987). *The theory of the firm* (Vol. I). Massachusetts.
- IRENA. (2018a). *IRENA_RE_electricity_statistics_-_Query_tool*.
- IRENA. (2018b). *Tendencias de inversión FV 2018*.
- Jiang, Z., Bass, F. M., & Isaacson, P. (2006). See errata on last page of pdf Virtual Bass Model and the left-hand data-truncation bias in diffusion of innovation studies, 23, 93-106. <https://doi.org/10.1016/j.ijresmar.2006.01.008>
- Konzen, G., & Paulo, S. Ã. O. (2014). Programa de pós-graduação em energia difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no brasil : uma simulação via.
- Mints, P. (2011). Changing incentive structures and photovoltaic demand. *2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 3264-3268. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2011.6186634>
- MME. (2018). *Política pública para el sector eléctrico*. Bogotá. Recuperado de <https://www.energiamayorista.com.co/wp-content/uploads/2018/11/2018-11-02-10-15-Politica-Publica-Ministerio-de-Minas-y-Energia.pdf>
- Nathaniel Bullard. (2018). *Approaches for using scenarios in strategic decision making the future of energy*. Recuperado de <https://www.fsb-tcfd.org/wp-content/uploads/2018/03/Presentation-Bloomberg-New-Energy-Finance.pdf>
- Pillot, B., Muselli, M., Poggi, P., & Batista, J. (2019). Historical trends in global energy policy and renewable power system issues in Sub-Saharan Africa : The case of solar PV. *Energy Policy*, 127(September 2017), 113-124.

- <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.049>
- Restrepo, M. C. S. (1983). Douglass C. North Entre la Teoría y la Historia Económica. *Ensayos de economía*, 1, 14.
- Saldivia, D., Rosales, C., Barraza, R., & Cornejo, L. (2019). Computational analysis for a multi-effect distillation (MED) plant driven by solar energy in Chile. *Renewable Energy*, 132, 206-220. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.139>
- Simsek, Y., Lorca, Á., Urmee, T., Bahri, P. A., & Escobar, R. (2019). Review and assessment of energy policy developments in Chile. *Energy Policy*, 127(August 2018), 87-101. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.058>
- Smith, A. (1794). Investigación de la naturaleza y causas de la riqueza de las naciones. *Investigacion de la naturaleza y causas de la riqueza de las naciones*, I, 487.
Recuperado de http://cataleg.ub.edu/record=b1846341~S1*cat%5Cnhttps://www.marxists.org/espanol/smith_adam/1776/riqueza/smith-tomo1.pdf
- The World Bank. (2017). Indicadores de desarrollo económico. Recuperado de <https://datahelpdesk.worldbank.org/knowledgebase/articles/906519-world-bank-country-and-lending-groups>
- UPME. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Bogotá. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- UPME. (2018a). *Informe de registro proyectos de generación*. Bogotá. Recuperado de http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2018/Registro_Sept_2018.pdf
- UPME. (2018b). *informe mensual-solicitud de certificación de proyectos de fuentes no convencionales de energía (fnce)-incentivos ley 1715 de 2014*. Bogotá. Recuperado de <http://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/Informe-dinamico-FNCE.aspx>
- UPME. (2018c). *Proyectos vigentes de generación 2018*. Bogotá. Recuperado de <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Noticias/Registro-de-proyectos-de-generacion.aspx>
- Washburn, C., & Pablo-Romero, M. (2019). Measures to promote renewable energies for electricity generation in Latin American countries. *Energy Policy*, 128(June 2018), 212-222. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2018.12.059>