



Vigilada Mineducación

**Estudio del costo nivelado de la generación de energía en Colombia en el marco de la transición energética**

Alejandro Mejía Gónima  
[amejiago@eafit.edu.co](mailto:amejiago@eafit.edu.co)

David Mauricio Jiménez Mejía  
[djimen10@eafit.edu.co](mailto:djimen10@eafit.edu.co)

Tesis para optar por el título de Magister en Administración Financiera

Asesor:  
John García Rendón  
[jgarcia@eafit.edu.co](mailto:jgarcia@eafit.edu.co)

UNIVERSIDAD EAFIT  
ESCUELA DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA - MAF  
MEDELLÍN  
2022

## Resumen

El objetivo de este trabajo es aplicar la metodología de cálculo del índice de costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) a tres tecnologías de generación de energía en Colombia -solar fotovoltaica, generación eólica (onshore), hidroeléctrica (plantas menores)- y una de almacenamiento (baterías), teniendo en cuenta el impacto de la política de transformación energética y los incentivos tributarios que ha implementado el gobierno nacional para guiar al país a una matriz energética más limpia. Mediante la metodología del LCOE se analiza cómo se construye este índice, evaluando tres alternativas diferentes para su cálculo, las cuales arrojan un costo unitario (COP/kWh) para cada tipo de generación, siendo la menos costosa la generación hidroeléctrica (**140 COP/kWh**) y la de mayor costo la eólica (**361 COP/kWh**).

**Palabras clave:** Transición energética, Costo nivelado de energía, Incentivos tributarios, Energías renovables, mercado eléctrico colombiano.

## Tabla de contenido

Introducción .....	6
1. Marco teórico .....	9
Transición energética a nivel mundial .....	9
Transición energética en el mercado eléctrico colombiano .....	12
2. Metodología del LCOE y principales datos para su estimación .....	17
Alternativa 1: Ingresos .....	21
Alternativa 2: Método por Tasas.....	21
Alternativa 3: Método por modelo financiero .....	26
Principales datos para la estimación del LCOE.....	27
Datos LCOE Solar Fotovoltaica .....	28
Datos LCOE Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs).....	28
Datos LCOE Sistemas de Acumulación de Energía por Baterías .....	28
Datos LCOE Eólica (aerogeneradores onshore).....	29
4. Resultados .....	29
LCOE Solar FV.....	30
LCOE Pequeñas Centrales Hidráulicas (PCHs) .....	33
LCOE Eólico (aerogeneradores onshore) .....	36
LCOS Sistemas de Acumulación de Energía por Baterías .....	39
5. Conclusiones y recomendaciones.....	42
Referencias .....	45

## Lista de figuras

Fig. 1.	Promedio Ponderado de Costo Nivelado y precios de subasta (IRENA, 2021).....	6
Fig. 2.	Generación de energía por tecnología (International Energy Agency – IEA, 2020)	7
Fig. 3.	Costos Totales instalados de la energía solar fotovoltaica a nivel comercial por país (IRENA, 2021). .....	8
Fig. 4.	Emisión de CO2 y capacidad de nueva generación de energía a partir de FNCER en Unión Europea.....	10
Fig. 5.	Emisión de CO2. Capacidad de nueva generación de energía a partir de FNCER en EEUU	10
Fig. 6.	LCOE Generación eléctrica Energía a partir de FNCER 2010-2020 (IRENA, 2021)	11
Fig. 7.	Precio de las baterías de lithium por kWh Fuente: <a href="http://www.ourworldindata.org">www.ourworldindata.org</a> .....	12
Fig. 8.	Esquema de regulación de mercado eléctrico (Adaptado de XM) .....	13
Fig. 9.	Composición canasta de generación de energía en Colombia (Ministerio de Minas y Energía, 2021). .....	14
Fig. 10.	Participación de la generación en la atención de la demanda (XM, 2002) .....	14
Fig. 11.	Comportamiento Histórico Betas Empresas comparables para cálculo LCOE Solar	32
Fig. 12.	LCOE Solar .....	33
Fig. 13.	Comportamiento Histórico Betas Empresas comparables para cálculo LCOE PCHs	34
Fig. 14.	LCOE PCHs .....	36
Fig. 15.	Comportamiento histórico betas empresas comparables LCOE eólico onshore.....	38
Fig. 16.	LCOE energía eólica (aerogeneradores onshore) .....	39
Fig. 17.	Comportamiento histórico betas empresas comparables para cálculo LCOE BESS	41
Fig. 18.	LCOS BESS .....	42

**Lista de tablas**

Tabla 1.	Insumos LCOE Solar Fotovoltaica .....	28
Tabla 2.	Insumos LCOE Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs) .....	28
Tabla 3.	Insumos LCOE Acumulación de Energía por Baterías (BESS) .....	29
Tabla 4.	Insumos LCOE Eólica (aerogeneradores onshore) .....	29
Tabla 5.	Resumen de resultados .....	30
Tabla 6.	Bu Empresas Comparables para el cálculo LCOE Solar .....	32
Tabla 7.	Bu empresas comparables para cálculo LCOE PHCs .....	35
Tabla 8.	Bu empresas comparables cálculo LCOE eólico onshore.....	38
Tabla 9.	Bu empresas comparables para cálculo LCOE BESS.....	41

## Introducción

La International Energy Agency en su World Energy Outlook (International Energy Agency – IEA, 2020) indicó que la energía solar fotovoltaica en 2020 se clasificó como la fuente menos costosa de generación de electricidad a nivel mundial, y la International Renewable Energy Agency ( International Renewable Energy Agency – IRENA, 2021) señaló que el costo promedio de la generación con esta energía pasó de USD 0.381 / kWh en 2010 a USD 0.057 / kWh en 2020; mientras que se espera que el precio promedio de las subastas para contratos a largo plazo con esta fuente de generación disminuya de USD 0.195 / kW en 2013 a USD 0.040 / kW en 2022. (ver Fig. 1). Esto permitiría que la generación de electricidad a partir de energía solar aumentará en un 43% para 2040 en comparación con los niveles alcanzados en 2018, y que las energías renovables no convencionales (ERNC) contribuyeran con la mayor parte de la generación de energía a nivel mundial (ver Fig. 2) lo cual es consistente con los Objetivos de Desarrollo Sostenible del milenio, ya que las energías renovables podrían proporcionar el 90% de las reducciones en las emisiones de CO<sub>2</sub> necesarias para cumplir con el objetivo a 2050 (López Gonzáles & García, 2022).

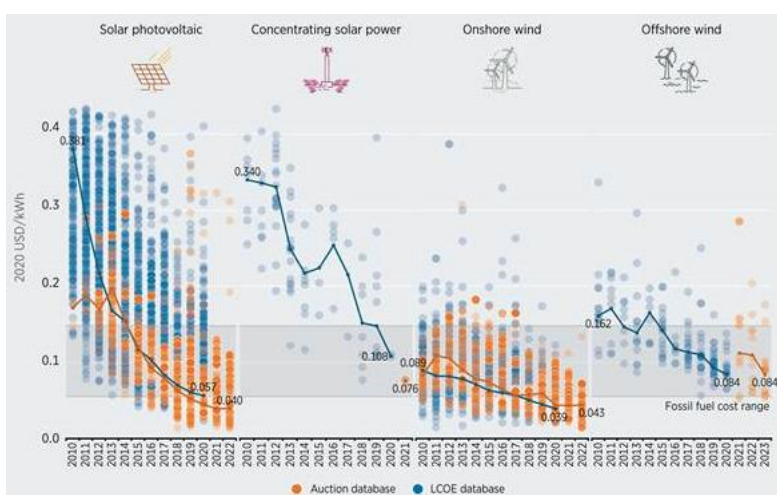


Fig. 1. Promedio Ponderado de Costo Nivelado y precios de subasta (IRENA, 2021)

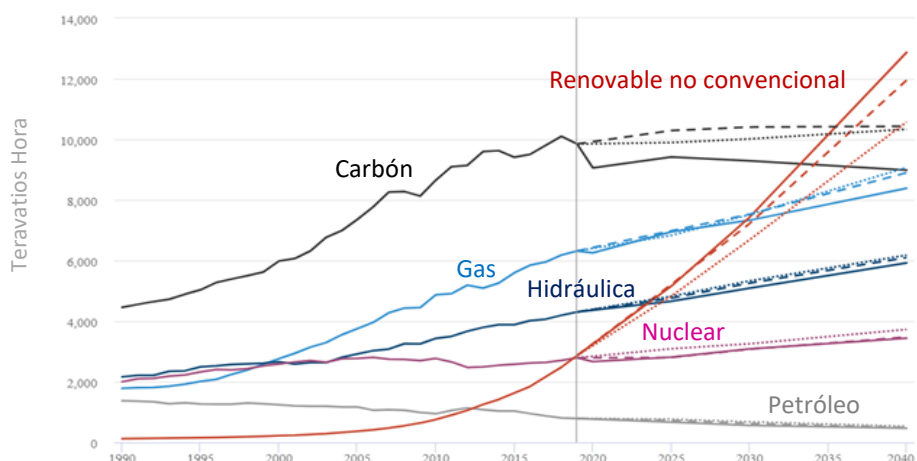


Fig. 2. Generación de energía por tecnología (International Energy Agency – IEA, 2020)

Asimismo, se ha dado una disminución de los costos promedio de las baterías como forma de almacenamiento de energía, pasando de 1,160 US\$/kWh a 132 US\$/kWh en 2021 y se espera que en 2024 se encuentren en valores cercanos a 100 US\$/kWh, de acuerdo a información de Bloomberg NEF (Bloomberg NEF, 2021).

Es importante resaltar que, cuando se examinan estos costos para cada uno de los mercados, existen diferencias para nada despreciables, las cuales dependen de las características de cada mercado, incluidas las ventajas comparativas que tiene cada economía como se puede observar en la Fig. 1 y la Fig. 3. Por tanto, esto hace relevante estimar el costo nivelado para la energía solar fotovoltaica, la hidráulica (proyectos menores a 20 MW), la eólica y los sistemas de almacenamiento de electricidad con baterías para el mercado eléctrico colombiano, el cual se convierte en la contribución principal de esta investigación. Es importante anotar que este mercado en Colombia se caracteriza por tener un alto componente hidráulico lo que, a su vez, lo hace muy dependiente de las condiciones climatológicas, como El Niño.

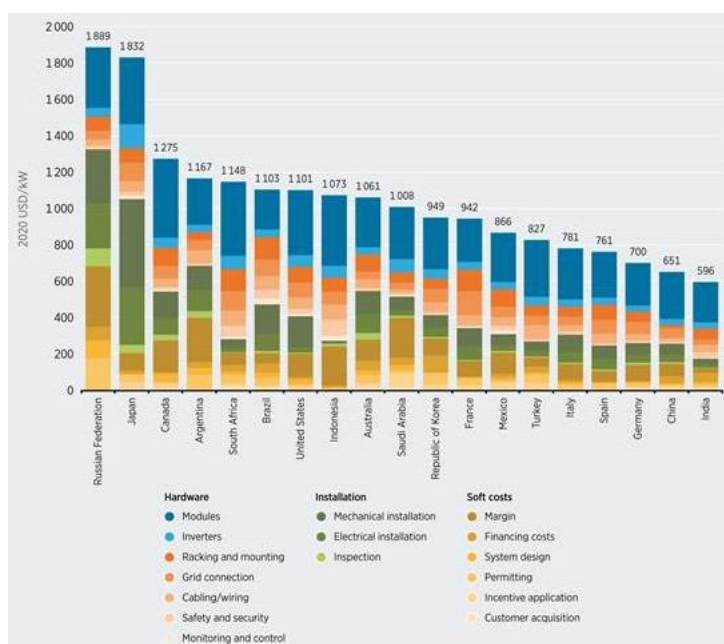


Fig. 3. Costos Totales instalados de la energía solar fotovoltaica a nivel comercial por país (IRENA, 2021).

Colombia, a partir del desarrollo de un marco jurídico que ha tenido mayor incidencia y desarrollo desde el 2014, ha promovido la incorporación y adopción de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER) en el país, incentivando la inversión en este tipo de proyectos de generación a partir de reducción de los costos financieros y tributarios en su implementación y uso. Actualmente, luego de la promulgación de las leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021, las cuales buscan dinamizar la transición energética a partir de incentivos tributarios y económicos, la participación de las FNCER representa al 2022 el 14% dentro de la matriz energética en el país (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

En este contexto, el propósito de este trabajo es utilizar la metodología de costo nivelado (LCOE, por sus siglas en inglés) definido como un costo de oportunidad de largo plazo en la inversión en tecnologías de generación de energía, independientemente de la fuente, de tal manera que puedan ser comparables entre sí. Esta metodología, se aplica para las tecnologías, de energía solar fotovoltaica, hidroeléctrica (PCHs) y energía eólica (onshore) y los sistemas de almacenamiento de energía a través de baterías (BESS).

Los principales resultados evidencian que el LCOE más bajo corresponde a la energía hidroeléctrica (PCHs) con **140 COP/kWh**, seguido de la energía solar fotovoltaica con **174 COP/kWh** y la eólica con **361 COP/kWh**. El que presenta el mayor costo, corresponde a los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS), **798 COP/kWh**.

El trabajo consta de cuatro partes: en primer lugar, se aborda el marco teórico a partir del contexto internacional y para el mercado eléctrico colombiano. Posteriormente se describe la metodología para la estimación del LCOE y los principales datos para el cálculo por tipo de generación. Seguidamente, se presentan los resultados y, finalmente, las conclusiones y recomendaciones.

## **1. Marco teórico**

### **Transición energética a nivel mundial**

La transición energética basada en las energías renovables y la eficiencia energética es parte de la solución para garantizar un mundo climáticamente seguro y sostenible (IRENA, 2021). La reducción de las emisiones de Gases por Efecto Invernadero (entre éstos, el más importante pero no el único, el dióxido de carbono CO<sub>2</sub><sup>1</sup>), ayuda a disminuir el calentamiento global (aumento de la temperatura de la tierra) y, en consecuencia, el cambio climático, consistente en la intensificación de las variaciones del clima, no sólo en intensidad sino en frecuencia.

Hoy en día, la energía renovable domina la capacidad de nueva generación eléctrica, la cual ha crecido más de cuatro veces que otras fuentes de generación de energía (IRENA, 2021). A medida que aumenta esta capacidad a nivel mundial, la tendencia mundial hacia la reducción

---

<sup>1</sup> Otros Gases de Efecto Invernadero son: Metano (CH<sub>4</sub>), Óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), Hidrofluorcarbonos (HFC), Perfluorcarbonos (PFC), Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>)

de las emisiones de CO<sub>2</sub> será cada vez más acentuada. Por ejemplo, de acuerdo con las Fig. 4 y Fig. 5, tanto en los Estados Unidos como en la Unión Europea la tendencia en la reducción de CO<sub>2</sub> se acentúa cada vez más a medida que aumenta la nueva capacidad de generación de energía a partir de fuentes renovables.

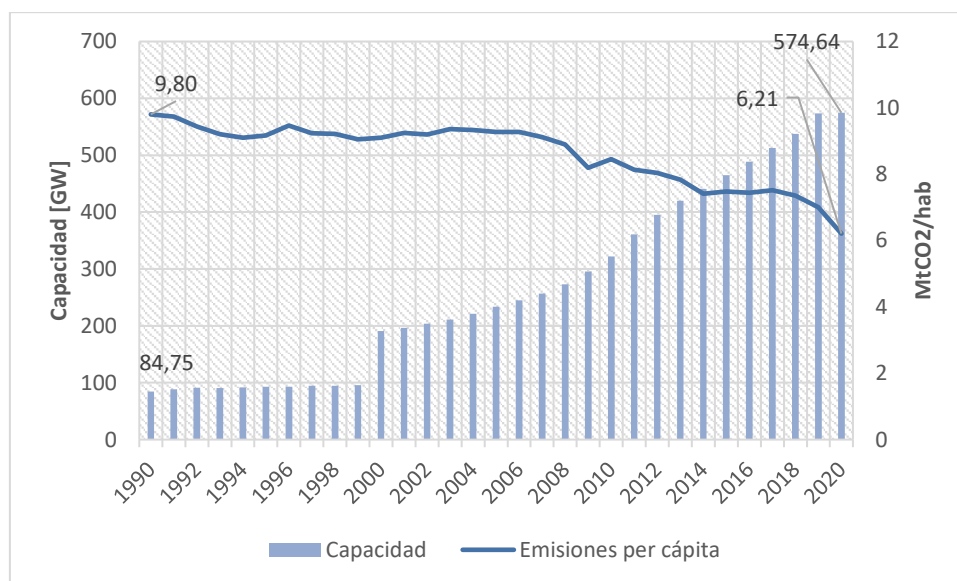


Fig. 4. Emisión de CO<sub>2</sub> y capacidad de nueva generación de energía a partir de FNCER en Unión Europea

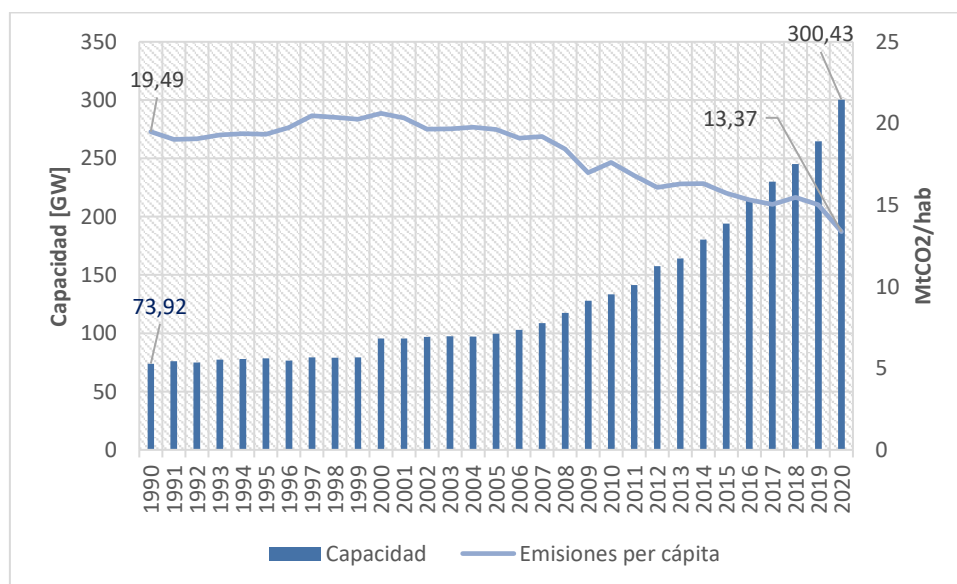


Fig. 5. Emisión de CO<sub>2</sub>. Capacidad de nueva generación de energía a partir de FNCER en EEUU

Actualmente, las fuentes no convencionales de energía renovable se han convertido en muchos países en la opción menos costosa de producción de energía eléctrica (IRENA, 2021). Pues el costo promedio nivelado global de energía (LCOE) de la energía solar fotovoltaica cayó un 85% entre 2010 y 2020, pasando de USD 0,381 (kW/h) a 0,057 (kW/h) (ver Fig. 6). Esta caída tan pronunciada en los costos permite que la energía solar fotovoltaica pueda competir actualmente hasta con las más baratas fuentes de generación de energía a partir de combustibles fósiles en el mundo, la cual tiene un rango estimado entre USD 0,055 / kWh y USD 0,148 / kWh siendo el límite inferior representado en las nuevas plantas de carbón de generación de energía ubicadas en China (IRENA, 2021).

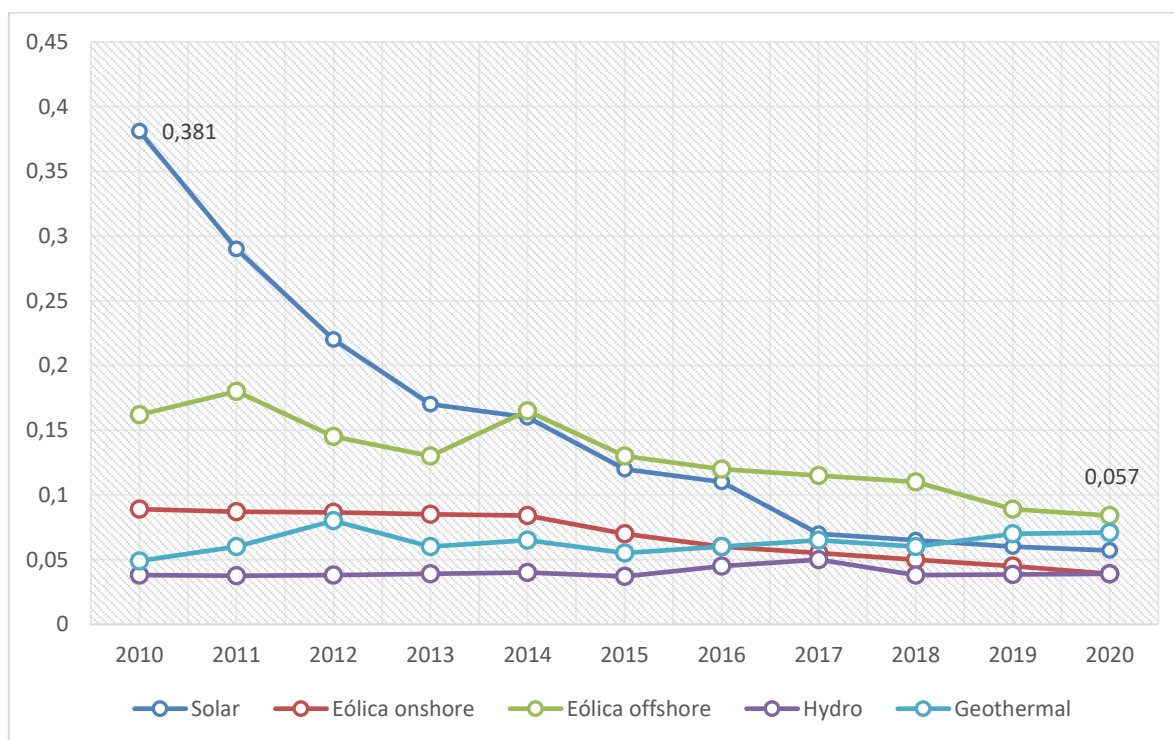


Fig. 6. LCOE Generación eléctrica Energía a partir de FNCER 2010-2020 (IRENA, 2021)

Por su parte, entre 2010 y 2020 el LCOE promedio ponderado global de electricidad generada por proyectos eólicos terrestres (onshore) se redujo en un 56%, pasando de USD 0.089 / kWh a USD 0.039 / kWh, mientras que para proyectos eólicos offshore el LCOE medio ponderado global cayó en un 42% en los últimos 10 años, pasando de USD 0,162 / kWh en 2010 a USD

0,084 / kWh (IRENA, 2021). Esto a su vez, ha propiciado una caída récord en las subastas de largo plazo para estas tecnologías en el mundo.

Asimismo, los precios de las baterías de iones de litio también han caído sustancialmente en los últimos años (Ziegler, Song, & Trancik, 2021). Desde la comercialización de las baterías de iones de litio, hace tres décadas, el precio promedio de las baterías ha caído hasta en un 97% (ver Fig. 7). Esto, sumado a la caída en los costos de las diferentes fuentes de energías renovables es una señal importante de cara a la transición energética y el desafío global de avanzar hacia un mundo carbono neutral o de cero emisiones.

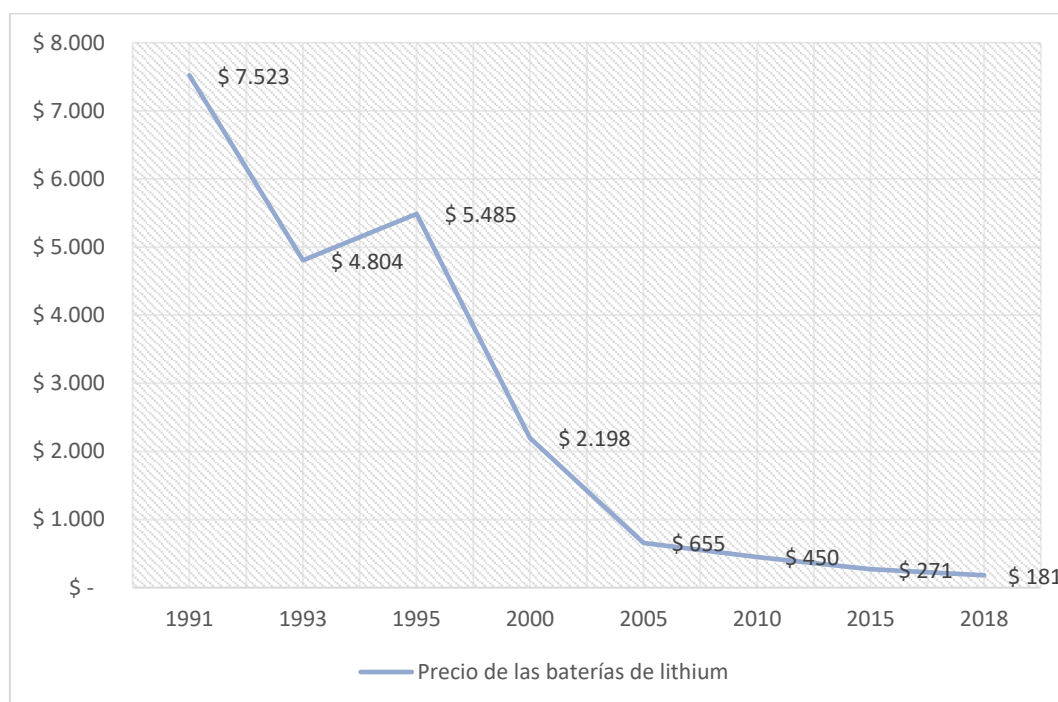


Fig. 7. Precio de las baterías de litium por kWh Fuente: [www.ourworldindata.org](http://www.ourworldindata.org)

### **Transición energética en el mercado eléctrico colombiano**

En Colombia, el mercado eléctrico mayorista tiene su origen en 1994 con la promulgación de las leyes N°142 y N°143 de 1994. En estas se regulan las actividades para la prestación del servicio: generación, transmisión, distribución y comercialización. El objetivo de estas leyes fue promover la libre competencia en las actividades del sector y a regular aquellas en que la

libre competencia no garantice eficiencia en términos económicos (como lo es la distribución, y la transmisión). Además, como se observa en la Fig. 8, se creó el mercado mayorista de energía eléctrica en Colombia y se definió la estructura y regulación para el mercado.

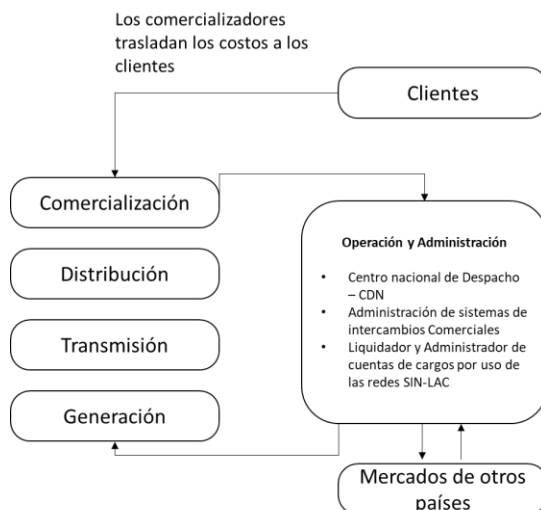


Fig. 8. Esquema de regulación de mercado eléctrico (Adaptado de XM)

En los últimos años, se puede observar cómo ha crecido el número de integrantes al mercado eléctrico colombiano lo que ha enriquecido el sector y sus diferentes posibilidades de hacer negocios. Como se observa en la Fig. 9, Colombia, al contar con una geografía montañosa, ha sabido sacar provecho de esta ventaja natural llevando a que su principal fuente de energía sea la hídrica. Esto hace que hoy en día su matriz energética sea una de las más limpias en el mundo (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

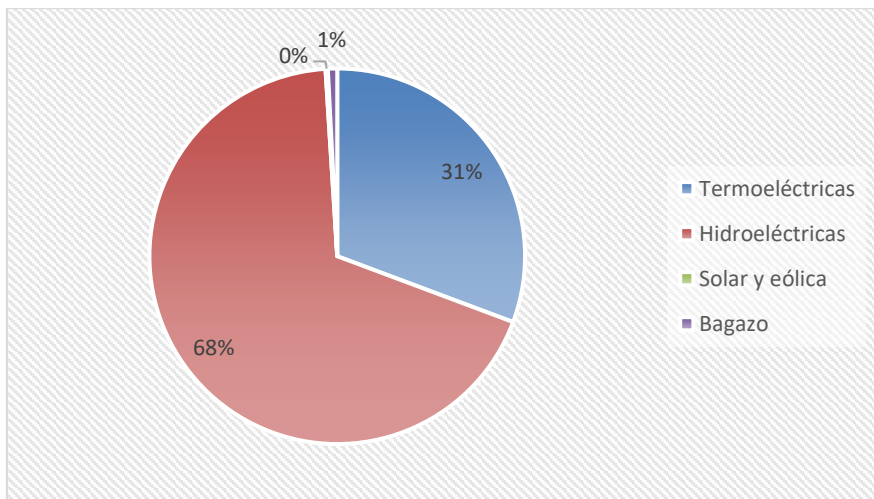


Fig. 9. Composición canasta de generación de energía en Colombia (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

Con la Ley 1715 del 2014 se empezó a impulsar fuertemente la inclusión de las energías renovables no convencionales (FNCER) en el país, lo cual refleja los principales desarrollos para la diversificación de la matriz energética con estas tecnologías. Se tiene previsto que el 9.8% sea generado con energía solar y eólica en 2022 (XM, 2022) (ver Fig. 10), incentivando de esta forma inversionistas de banca y desarrolladores internacionales en nuestro país.

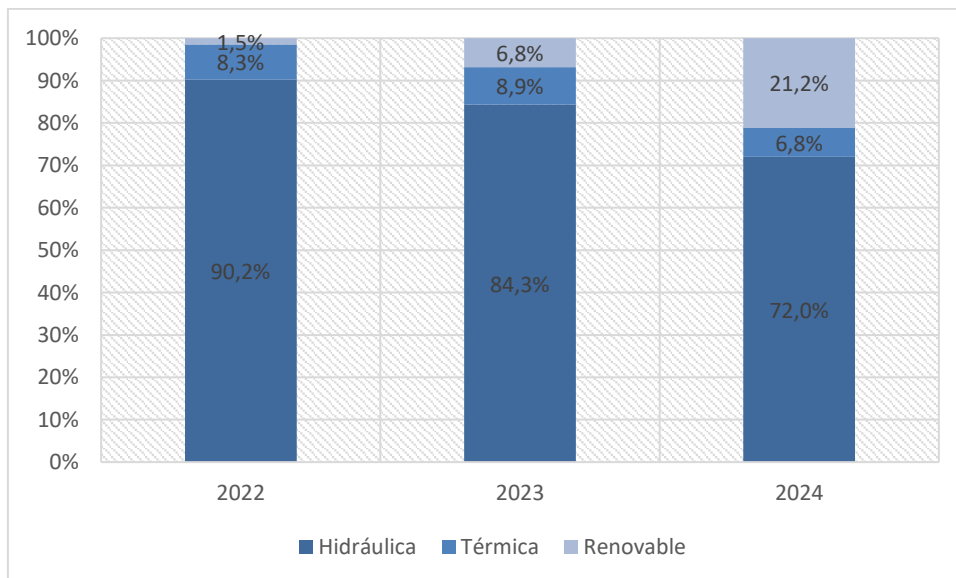


Fig. 10. Participación de la generación en la atención de la demanda (XM, 2002)

Entre los resultados más importantes de la Ley 1715 se resaltan los incentivos económicos y tributarios sobre las FNCER que, sin duda, han beneficiado un marco institucional que promueve fuertemente el uso de las FNCER al reducir los costos de su implementación y uso (reglamentado posteriormente por el Decreto 2143 de 2015 del MME y 829 de 2020 del MCHP) consistente en: deducción en el impuesto de renta, exclusión de IVA, exención de gravámenes arancelarios y depreciación acelerada.

Además, se redefine el concepto de autogenerador que incluye la posibilidad de entregar excedentes a la red (la ley 142 de 1994 limitaba la autogeneración al uso privado); y la definición de “respuesta de la demanda”, entendida como la sensibilidad en el consumo de energía eléctrica ante cambios en los precios, lo cual representa un cambio de paradigma en el sector, al sentar los pilares para el diseño de una política donde se permita que la demanda aparezca en la formación del precio en el mercado de la energía eléctrica:

“... [se deja de lado] el paradigma de los consumidores tomadores de precios para pasar al concepto de “prosumidores”, es decir, consumidores que pueden producir su energía y participar en el mercado y en la operación del sistema, obteniendo beneficio por ello”. (Gutiérrez Gómez & García Rendón, 2021).

Posteriormente, el MME ha reglamentado la Ley a través de los decretos **1623 de 2015, 2143 de 2015, 348 de 2017 y 0570 de 2018**, así como la expedición de resoluciones sobre el tema, entre las cuales se destaca la **Resolución 40590 del 2019**, modificada por la **Resolución 40678 de 2019**, mediante la cual se establece la subasta como mecanismo de contratación de largo plazo para los proyectos de generación de energía renovable no convencional, señal muy positiva en el la formación del precio de mercado.

En efecto, con ocasión de este marco institucional, y teniendo en cuenta la obligación estipulada en el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2020 (Ley 1955 de 2019) según la cual, los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8% y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable” (artículo 296, ley 1955 de 2019, reglamentado a través de la Resolución 40715 de 2019 del MME) se obtuvo un primer resultado en la que fue la subasta realizada el 22 de octubre de 2019 en Colombia, para un periodo de suministro de 15 años a partir del 01 de enero de 2022, asignando un precio promedio ponderado de 95,65 COP/kWh a través de este mecanismo, con una participación del 82,61% a través de generación eólica y del 17,39% a través de generación fotovoltaica (UPME, 2019). En la segunda subasta, realizada en 2022, se adjudicaron (11) proyectos de generación de energía renovable, con (9) nuevas granjas solares en todo el territorio nacional con una capacidad instalada de cerca de 796,3 MW, donde el precio promedio de la subasta fue de 155 COP/kWh.

A su vez, la CREG ha emitido, entre otras resoluciones: la resolución **030 de 2018**, la cual fue reemplazada y actualizada por la resolución **174 de 2021**, las cuales definieron las condiciones y las reglas mediante las que pueden participar los usuarios autogeneradores a pequeña escala (también llamados prosumidores), así como los de gran escala y de la generación distribuida; la **resolución 038 de 2018** mediante la cual establece las reglas para la autogeneración en Zonas No Interconectadas (ZNI); la **resolución 060 de 2019** mediante la cual define la forma de entrada de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN, y la **resolución 098 de 2019**, una resolución muy importante ya que define los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento, identifica sistema de almacenamiento de energía eléctrica con baterías

(BESS) y determina las condiciones para su conexión al SIN, para mitigar inconvenientes presentados por falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en este sistema.

Asimismo, se promulgó la **Ley 2099 de 2021** la cual modifica en algunos aspectos a la ley 1715 de 2014, buscando modernizar la legislación vigente, dictar otras disposiciones sobre transición energética y dinamizar el mercado energético. Esta ley modificó, entre otros aspectos, los incentivos tributarios y económicos para la implementación de las FNCER, beneficiando y dinamizando aún más estos beneficios, aparte de establecer una ventana de tiempo de treinta años, a partir del 01 de julio de 2021, durante el cual estarán vigentes este tratamiento tributario especial para los nuevos proyectos de generación.

## **2. Metodología del LCOE y principales datos para su estimación**

El costo nivelado de energía (o LCOE, Levelized Cost of Electricity) es un valor de largo plazo que permite comparar diferentes tecnologías de generación de energía (CFI, 2022). No obstante, lo complejo de obtener este índice es que no solo deben conocerse las cifras de los proyectos de inversión -que muchas veces son confidenciales y se enfrenta una gran hermeticidad que tiene el sector-, sino que también es necesario definir la metodología de su cálculo, decidiendo sobre la inclusión y descuento de diversos costos que afectan la inversión a largo plazo.

El LCOE, como su nombre lo indica: “costo nivelado de energía”, busca primero que todo hallar el costo de producir energía por una unidad energética específica en términos reales o nominales y, en segundo lugar, busca poder, por medio de un indicador, comparar los costos de diferentes tecnologías de generación en los mismos términos. Estos costos, al estar sujetos a tantas variables macroeconómicas, cambian a través del tiempo y de manera diferenciada para

cada país de manera particular según los factores que afecten a cada tecnología (Abu-Rayash & Dincer, 2020).

El cálculo del LCOE parte principalmente de la ecuación (1) (Foster, Wagner, & Bratanova, 2014):

$$LCOE = \frac{\sum Total Life Cycle Cost}{\sum Total Energy Output} \quad (1)$$

donde:

$\sum Total Life Cycle Cost$  : es la sumatoria de todos los costos que se van a incurrir en el transcurso de la vida útil del proyecto de inversión en la generación de energía, que incluya el CAPEX (Inversiones de capital requeridas para que el proyecto entre en operación y el OPEX (costos de operación del proyecto)

$\sum Total Energy Output$  : es la sumatoria toda la generación de energía que la planta va a producir en el transcurso de su vida útil.

Por lo tanto, la formula inicial se podría descomponer en la ecuación (2) (Ebenhoch, Matha, Marathe, Cortes Muñoz, & Climent, 2015) :

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum OPEX Life Time}{\sum EP Life Time} \quad (2)$$

Ahora bien, esta fórmula es solo la base simplificada del cálculo y no recoge los efectos que sufre cada uno de los componentes que la componen con respecto al tiempo (Loewen, 2019). Por lo tanto, antes de hacer el cálculo se debe encontrar una tasa de descuento (WACC) con la cual se trae al momento cero de inversión todos los componentes que se proyectan a lo largo del tiempo. De acuerdo con esto llegamos a la ecuación (3):

$$LCOE = \frac{CAPEX + \frac{\sum_{n=1}^N OPEX^n}{(1 + Tasa\ de\ Descuento)}}{\sum_{n=1}^N \frac{EP\ Lifetime}{(1 + Tasa\ de\ Descuento)^n}} \quad (3)$$

La anterior ecuación (3) no tiene en cuenta un aspecto muy relevante en la generación de energía consistente en la degradación de los equipos de generación. Este factor es variable y difiere entre una y otro tipo de tecnología para la generación. En unas tecnologías se ve incluso este efecto más acentuado que en otras. En términos prácticos, los equipos van perdiendo eficiencia a medida que van operando y eso hace que vayan generando menos energía, lo que hace que se afecte el cálculo del costo a largo plazo de generación, por lo cual es determinante tenerlo en cuenta en su cálculo. Por tanto, agregándole un factor de degradación a la ecuación (3) llegamos a la ecuación (4):

$$LCOE = \frac{CAPEX + \frac{\sum_{n=1}^N OPEX^n}{(1 + Tasa\ de\ Descuento)}}{\sum_{n=1}^N \frac{\frac{kWh}{kWp} Inicial \times (1 - Factor\ de\ Degradación)^n}{(1 + Tasa\ de\ Descuento)^n}} \quad (4)$$

Por último, para que la ecuación

(4) incluya los costos a largo plazo de la generación, también se debe incluir las afectaciones financieras que cada uno de estos componentes sufren cuando entran a un escenario real de negocios, como son los escudos fiscales y las depreciaciones de los activos. Por tanto, se plantea la ecuación (5) donde se incluyen estos efectos financieros (Abu-Rayash & Dincer, 2020):

$$LCOE = \frac{Inversion\ Inicial - \sum_{n=1}^n \frac{Depreciacion^n}{(1 + Tasa\ de\ Descuento)^n} \times (Tasa\ Impuestos) + \sum_{n=1}^n \frac{Costos\ Anuales^n}{(1 + Tasa\ de\ Descuento)^n} \times (Tasa\ Impuestos) - \frac{Valor\ Residual}{(1 - Tasa\ de\ Descuento)^n}}{\sum_{n=1}^n \frac{\frac{kWh}{kWh} inicial \times (1 - Tasa\ de\ Degradacion)^n}{(1 + Tasa\ de\ Descuento)^n}} \quad (5)$$

Por tanto, en términos reales, los insumos necesarios para hacer el cálculo del costo a largo plazo de generación son los siguientes:

1. CAPEX (Inversión Inicial)
2. OPEX (Costos fijos y variables de operación)
3. Producción energética total durante toda la vida Útil
4. Pérdida de Eficiencia de los equipos (Factor de degradación)
5. Tasa de Descuento (WAAC)
6. Depreciación (Acelerada o Lineal)
7. Tasa Impositiva
8. Valor Residual (si lo hay)

Ya establecido cómo se hace el cómputo, surge el interrogante de cómo saber si el cálculo está realmente bien ajustado y aproximado a la realidad y si estamos considerando todas las aristas y variables necesarias que estos proyectos pueden sufrir cuando se someten a la vida real. Y la conclusión a la que se llega es que la mejor manera es pasar el cómputo del índice por un modelo financiero. Cuando hablamos de un modelo financiero nos referimos a un modelo compuesto por los 3 principales estados financieros computables: Balance General, Estado de Resultados y Flujo de Caja.

El LCOE y el modelo financiero tienen una relación muy estrecha y, de cierta manera, son complementarios. Los mismos insumos que se utilizan en uno, son factores de cómputo del otro, y si el cálculo del LCOE quedó bien hecho, cuando el LCOE se pone como precio de venta de energía en el modelo financiero, al momento de calcular la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto su resultado debe dar exactamente el mismo al que se utilizó como Costo de Capital (WAAC) utilizado como tasa de descuento para calcular el LCOE. Por lo tanto, uno necesita al otro para corroborar y viceversa (Patel, Asadpour, Woodhouse, Deline, & Alam, 2019).

Hay varias alternativas para estimar el LCOE. Por ahora se ha planteado la manera de cómo llegar al cálculo desde el punto de vista tradicional, pero esto no quiere decir que esta sea la única manera de estimarlo. Para revisar la robustez y la confiabilidad de los resultados, hay que explorar otros caminos que, en teoría, deben conducir al mismo resultado. Siguiendo esta lógica, se plantean a continuación tres alternativas para estimar al LCOE por diferentes métodos de cálculos (Foster, Wagner, & Bratanova, 2014).

### **Alternativa 1: Ingresos**

Esta alternativa consiste en tener como fuente de información el ingreso en la generación y no los costos. Es decir: Valor Presente Neto de los Ingresos Dividido el Valor Presente Neto de la Generación (Patel, Asadpour, Woodhouse, Deline, & Alam, 2019). De acuerdo con la ecuación (6) el cálculo del LCOE sería el siguiente:

$$LCOE = \frac{VPN \text{ de los Ingresos}}{VPN \text{ de la Generación}} \quad (6)$$

La lógica detrás de esta forma de cálculo es que, debido a que el LCOE -como su nombre lo indica- es el costo al que sale producir una unidad de energía determinada, si el valor de venta de esta unidad de energía es igual al costo, entonces el costo debería dar igual a los ingresos. De esta manera el cómputo por esta alternativa debe ser igual a la metodología tradicional que realiza el cálculo desde los costos y no desde los ingresos.

### **Alternativa 2: Método por Tasas**

Es método lo hemos denominado “Método por tasas anuales”. Inicialmente puede parecer complejo, pero es bastante rápido a la hora de hacer el cálculo y puede ser muy útil en situaciones donde se deben tomar decisiones rápidas y se tienen los siguientes insumos (Foster, Wagner, & Bratanova, 2014) (Abu-Rayash & Dincer, 2020):

1. CAPEX por kWp
2. El Factor de Recuperación del Capital (FRC)
3. Recuperación del Capital
4. Los Costos Operativos

Lo que resultaría en la ecuación (7):

$$LCOE = FRC + VP \text{ del OPEX} \quad (7)$$

Este método consiste en nivelar los costos de capital a través del tiempo utilizando el Factor de Recuperación del Capital. El FRC es el monto equivalente anual que un activo, proceso o sistema, debe percibir cada año o periodo para recuperar el costo asumido de su inversión sobre su vida útil. Por lo tanto, la fórmula para calcular el FRC es la ecuación (8):

$$CRF = \frac{A}{Pr} = \frac{\frac{i}{n}}{1 - \left(1 + \frac{i}{n}\right)^{-n}} \quad (8)$$

Donde:

- $A$  : Pago Periódico
- $Pr$  : Inversión Inicial
- $i$  : Tasa de Interés
- $n$  : El número de pagos por cada periodo por el  $t'$  años

Aplicando esta fórmula para el cálculo del LCOE se utiliza el WACC como la tasa de interés y eso deriva en la ecuación (9):

$$FRC = \frac{WACC}{1 - \left(\frac{1}{(1 + WACC)^n}\right)} \quad (9)$$

Para hablar en términos reales debemos incluir los efectos de los impuestos, de la depreciación, de la degradación, de la inflación y la tasa impositiva. Para introducir los efectos de la tasa impositiva, lo que se hace es aplicar el efecto de esta tasa a la fórmula del Factor de Recuperación del capital como se muestra en la ecuación (10):

$$FRC = \frac{\frac{WACC}{1 - \left(\frac{1}{(1 + WACC)^n}\right)}}{(1 - T)} \quad (10)$$

Por su parte, para incluir el efecto de la inflación, lo que se hace es ajustar el WACC con la inflación utilizando la fórmula para pasar de una tasa nominal a una real lo que deriva en la ecuación (11):

$$WACC \text{ Real} = \frac{1 + WAAC \text{ Nominal}}{(1 + Inflacion) - 1} \quad (11)$$

Calculado el WACC real, se sigue a aplicar el efecto de la degradación de los equipos y en este caso es muy práctico adicionárselo directamente a la tasa WACC real ya que el factor de degradación se aplica anualmente de la misma manera como se usaría la tasa WACC para descontar flujos, por lo que unirla a una misma tasa se vuelve muy conveniente. Para hacer esto se vuelve a utilizar la fórmula de ajuste de tasa nominal a real y da como resultado lo ecuación (12):

$$WACC \text{ Real con degradación} = \frac{1 + WACC \text{ Real}}{(1 + \text{Factor de Degradación}) - 1} \quad (12)$$

Una vez calculado el FRC, se procede al cálculo de la recuperación del capital (RC) multiplicando el factor por el costo de una unidad energética instalada y multiplicándolo por el beneficio tributario de la depreciación calculado en forma de tasa con base en el CAPEX inicial x unidad energética. De acuerdo con (Yahyaoui, 2018), el primer paso es hallar el valor presente neto del beneficio de la depreciación en términos porcentuales:

$$VPN \text{ Depreciacion} = \sum_{t=0}^n \frac{FE\%t}{(1+i)^t} \quad (13)$$

donde:

- $FE\%$  : Flujo de efectivo en términos porcentuales con respecto al CAPEX inicial  
 $i$  : WACC Nominal  
 $t$  : el número de periodos a descontar

Posteriormente, se procede a multiplicar el VPN de la depreciación por la tasa impositiva, lo que nos da como resultado el beneficio real depreciación en términos porcentuales. Como resultado se obtiene la Recuperación del capital por medio de la ecuación (14) :

$$RC = FRC * CAPEX(kWP) * (1 - EDP) \quad (14)$$

donde:

- $FRC$  : Factor de Recuperación del Capital  
 $CAPEX(kWP)$  : El capital inicial por unidad energética (en este caso kW)  
 $EDP$  : Escudo fiscal de la depreciación en % con referencia al CAPEX Inicial

Así, se tiene el RC (recuperación de capital) en un escenario ideal donde la planta de generación generaría al 100% de eficiencia, lo que se sabe que no es real, por lo tanto, se es necesario afectarlo por el factor de eficiencia de la generación o lo que se conoce comúnmente como el factor de planta. Este factor no es más que el porcentaje de generación efectiva de la planta con respecto al potencial que la planta podría generar si generara a 100% de eficiencia o el 100% del tiempo.

El factor de planta se calcula estimando la cantidad total de generación anual de la planta y luego se divide por la capacidad instalada de la planta multiplicada por el número total de horas que tiene un año; es decir si un año tiene 8760 horas y la capacidad de una planta de generación de energía fuera de 20MWP entonces la multiplicación de estos dos factores daría como

resultado la generación potencial que tendría una planta si fuera 100% eficiente (Patel, Asadpour, Woodhouse, Deline, & Alam, 2019), dando como resultado la ecuación (15):

$$\begin{aligned} \text{Factor de planta} & & (15) \\ &= \frac{\text{Generacion Real de la Planta anual}}{(\text{Capacidad instalada} \times \text{Numero de horas en un año})} \end{aligned}$$

Teniendo el factor de planta, se puede calcular el número de horas efectivas de generación que luego será utilizado para afectar el RC. Este cálculo se realiza multiplicando el factor de planta por el número de horas que tiene un año. Finalmente, el RC con la afectación del factor de planta se calcularía mediante ecuación (16) :

$$RC = \frac{RC \text{ Despues de Escudo Fiscal}}{Horas \text{ efectivas de generación}} \quad (16)$$

Una vez tenemos la porción del CAPEX lista para el cálculo del LCOE, se procede a incluir la porción del OPEX dentro del cómputo para completar la formula (a diferencia del CAPEX que usualmente es un pago único inicial, aunque no siempre). El OPEX se comporta de manera diferente porque no se trata de un pago único a través del tiempo sino de unos pagos recurrentes que se hacen de manera anual, por esto se trabaja con las fórmulas de anualidades. Para proceder con el cálculo, se necesitan los siguientes insumos:

1. OPEX anual x Unidad Energética
2. WAAC Real sin degradación
3. WACC Real con degradación

Lo que se pretende es encontrar el Valor Presente de la anualidad que recoja todos los pagos que se harán en el futuro de AOM de la planta con respecto a la unidad energética con la que se está trabajando. De esta manera la ecuación para este cálculo sería la ecuación (17):

$$VP\ OPEX = OPEX\ Annual \times \left[ \frac{(1 + WACC)^n - 1}{WACC \times (1 + WACC)^n} \right] \quad (17)$$

Ahora bien, esta fórmula no está teniendo en cuenta el factor de degradación que tiene el sistema año a año que implicaría en una tasa de descuento diferente. No obstante, a diferencia del CAPEX, para introducir este efecto no se puede aplicar simplemente a la tasa de descuento debido a que el primer año el sistema no tendrá degradación. Por lo anterior, para aplicar bien este efecto, se calcula el segundo factor de la fórmula de la anualidad primero sin degradación y luego se divide por el mismo cálculo con degradación y su resultado se multiplica por el OPEX anual por unidad energética como se muestra en la ecuación (18) (Castillo Ramírez, Mejía Giraldo, & Muñoz Galeano, 2017):

$$VP\ OPEX = OPEX\ Annual \times \left[ \frac{\left( \frac{(1 + WACC\ Sin\ Degradación)^n - 1}{WACC\ Sin\ Degradación \times (1 + WACC\ Sin\ Degradación)^n} \right)}{\left( \frac{(1 + WACC\ Con\ Degradación)^n - 1}{WACC\ Con\ Degradación \times (1 + WACC\ Con\ Degradación)^n} \right)} \right] \quad (18)$$

Finalmente se llega al LCOE sumando el resultado del VP OPEX y el RC (Recuperación del Capital).

### **Alternativa 3: Método por modelo financiero**

Finalmente, la última metodología que se propone para hallar el LCOE es mediante el desarrollo de un modelo financiero con los tres estados de situación financiera más importantes (Estado de situación financiera, Estado de resultados y Flujo de caja) donde se halle el “Break Even point” o punto de equilibrio, es decir el punto en el que una variable principal (en este caso el precio de venta de la energía), al ser sensibilizada, da como resultado que la VPN del proyecto sea igual a cero o, lo que es lo mismo, que la TIR de los flujos del proyecto sea igual a la tasa de descuento de los flujos (WACC) (Dinçer & Abu-Rayash, 2019) (Foster, Wagner, & Bratanova, 2014) (Patel, Asadpour, Woodhouse, Deline, & Alam, 2019).

### **Cálculo del WACC**

Utilizando la fórmula del  $K_u$ , aplicándole la devaluación, hallamos el WACC. La fórmula del  $K_u$  utilizada, adaptada de (McKinsey & Company Inc., 2020), es la siguiente ecuación (19):

$$K_u = rf + \beta u \times ERP + PRP \quad (19)$$

donde:

$rf$  : Tasa libre de riesgo

$\beta u$  : Beta desapalancada

$ERP$  : Prima del equity

$PRP$  : Prima de riesgo país

Estas alternativas metodológicas son aplicadas para las tecnologías solar fotovoltaica, hidroeléctrica (PCHs) y energía eólica (onshore) y los sistemas de almacenamiento de energía a través de baterías (BESS), con el fin de chequear la robustez de los resultados, pues por cualquiera de ellas deberían ser iguales.

### **Principales datos para la estimación del LCOE**

En esta sección se exponen los datos utilizados como insumos para calcular el LCOE para cada tecnología elegida en este trabajo. Es importante acotar que este estudio se centra en las plantas menores de generación eléctrica (menores a 20 MW) ya que consideramos que, teniendo en cuenta el alto impacto que se tiene al hacer plantas más grandes, las malas experiencias en el contexto local (como Hidroituango) y los riesgos en los que se incurre, se espera que estas plantas menores de generación sean el foco del desarrollo en materia de la generación de energía en Colombia en los próximos años (Óptima Consultores, 2021).

**Datos LCOE Solar Fotovoltaica**

<i>Input</i>	<i>Unidad</i>	<i>Valor</i>	<i>Observaciones</i>
<i>Capacidad Instalada</i>	MW	20	
<i>CAPEX</i>	COP	\$ 70,043,416,737.08	
<i>OPEX</i>	COP	\$ 666,820,190.67	
<i>KD</i>	%	IBR + 4.3%	Línea verde Bancolombia
<i>Tasa de descuento</i>	%	8,70%	WACC
<i>Generación Anual</i>	GWh	38.744	
<i>Factor de degradación</i>	%	0.76%	Según fabricante paneles "JINKO"
<i>Depreciación</i>	%	20%	Acelerada 5 años
<i>Tasa Impositiva</i>	%	35%	Año 2022

Tabla 1. Insumos LCOE Solar Fotovoltaica

**Datos LCOE Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs)**

<i>Input</i>	<i>Unidad</i>	<i>Valor</i>	<i>Observaciones</i>
<i>CAPEX</i>	COP	\$ 124,847,470,497.10	
<i>OPEX</i>	COP	\$ 1,075,712,984.33	
<i>KD</i>	%	IBR + 4.3%	Línea verde Bancolombia
<i>Tasa de descuento</i>	%	8,18%	WACC
<i>Generación Anual</i>	GWh	109.56	
<i>Factor de degradación</i>	%	0.1%	
<i>Depreciación</i>	%	4.0%	Lineal 25 años
<i>Tasa Impositiva</i>	%	35%	Año 2022

Tabla 2. Insumos LCOE Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs)

**Datos LCOE Sistemas de Acumulación de Energía por Baterías**

<i>Input</i>	<i>Unidad</i>	<i>Valor</i>	<i>Observaciones</i>
<i>CAPEX</i>	COP	\$ 31,253,317,934.73	
<i>OPEX</i>	COP	\$ 1,593,539,824.64	
<i>KD</i>	%	IBR + 4.3%	Línea verde Bancolombia

<i>Tasa de descuento</i>	%	7.75%	WACC
<i>Capacidad de almacenamiento</i>	GWh	20	
<i>Factor de degradación</i>	%	3.5	
<i>Depreciación</i>	%	4.0%	Lineal 25 años
<i>Tasa Impositiva</i>	%	35%	Año 2022

Tabla 3. Insumos LCOE Acumulación de Energía por Baterías (BESS)

#### Datos LCOE Eólica (aerogeneradores onshore)

<i>Input</i>	<i>Unidad</i>	<i>Valor</i>	<i>Observaciones</i>
<i>CAPEX</i>	COP	\$ 164,445,704,365.08	
<i>OPEX</i>	COP	\$ 3,938,739,000.00	
<i>KD</i>	%	IBR + 4.3%	Línea verde Bancolombia
<i>Tasa de descuento</i>	%	7.81%	WACC
<i>Capacidad Instalada</i>	MW	20	
<i>Factor de degradación</i>	%	1.6	
<i>Depreciación</i>	%	20%	Acelerada 5 años
<i>Tasa Impositiva</i>	%	35%	Año 2022

Tabla 4. Insumos LCOE Eólica (aerogeneradores onshore)

#### 4. Resultados

En esta sesión presentamos los resultados obtenidos de la estimación de los LCOE para la energía solar fotovoltaica, para pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs), para energía eólica (aerogeneradores onshore) y para sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS). La evidencia con las estimaciones muestra que la de menor costo corresponde a las PCHs (**140 COP/kWh**) y la de mayor costo es la eólica (**361 COP/kWh**), ver Tabla 5.

<i>Tecnología</i>	<i>Beta Des apalancada</i>	<i>Tasa de Descuento</i>	<i>LCOE/LCOS</i>
<i>Energía Solar</i>	0.85	<b>8.70%</b>	<b>174 COP/kWh</b>
<i>Energía Hidráulica</i>	0.61	<b>8.18%</b>	<b>140 COP/kWh</b>
<i>Energía Eólica</i>	0.35	<b>7.81%</b>	<b>361 COP/kWh</b>
<i>Acumulación de Energía (Baterías)</i>	0.31	<b>7.75%</b>	<b>798 COP/kWh</b>

Tabla 5. Resumen de resultados

### LCOE Solar FV

A partir de las experiencias internacionales (Shields, Beiter, Nunemarker, Cooperman, & Duffy, 2021); (García Rendón, Cardona Vásquez, & Botero García, 2019); (García Rendón, Correa Giraldo, & Patiño Echeverri, 2019) la incursión de los sistemas solares fotovoltaicos ha venido en constante crecimiento en los últimos 20 años, debido a la masificación de la producción de paneles solares en china (Xiao-JingChea, 2022) (Jianchao Hou, 2021) y los avances en las tecnologías de las celdas fotovoltaicas. En informes como el de “Lazard” (Lazard, 2021) se puede ver cómo, año tras año, el LCOE de los sistemas solares ha caído ostensiblemente, explicando el alto porcentaje de capacidad instalada mundial por medio de esta fuente de generación, debido a que en promedio en 2021 fue clasificada como la energía más barata a nivel mundial. Por tanto, se revisará si esta misma situación se cumple para el mercado eléctrico colombiano.

Para calcular la tasa de descuento (WACC), para hallar los costos de cada una de las tecnologías evaluadas, se utilizó la metodología estipulada por McKinsey (McKinsey & Company Inc., 2020). Para cada una de estas tecnologías, se asumió una devaluación del 4,44%, una tasa libre de riesgo (rf) del 1,97%, una prima de mercado por riesgo (PMR) de 6,6% y una prima de riesgo país de 2,79%. En el caso de la generación de energía solar fotovoltaica, teniendo en cuenta que en Colombia hay pocas empresas listadas en bolsa dedicadas al sector se procedió a calcular el

WACC teniendo como referencia empresas de los EEUU y, por medio de una prima de riesgo país y la devaluación de la moneda local, se llevó a pesos colombianos.

De acuerdo con la metodología (McKinsey & Company Inc., 2020), se analizaron nueve empresas comparables en el mercado americano, cuya exposición de riesgo al mercado (betas) se comportaron de manera similar durante los últimos 5 años. Para el ejercicio, las empresas comparables fueron: *Ameresco, Inc, First Solar, Inc., Hannon Armstrong Sustainable Infrastructure Capital, Inc, SunPower Corporation, NextEra Energy Partners, LP, Azure Power Global Limited, Sunrun Inc., Sempra Energy, Brookfield Renewable Partners L.P.*

Utilizando el portal para análisis de betas de Berkdemarzo (Berkdemarzo, 2022) en la Fig. 11 puede observarse, que el comportamiento histórico de las betas no es exactamente igual, siguen comportamientos similares frente al mercado, y si bien su operación es muy fuerte en energía solar, también tienen algún grado de diversificación en su portafolio, lo que hace difícil encontrar un comportamiento de las betas históricas completamente idéntico.

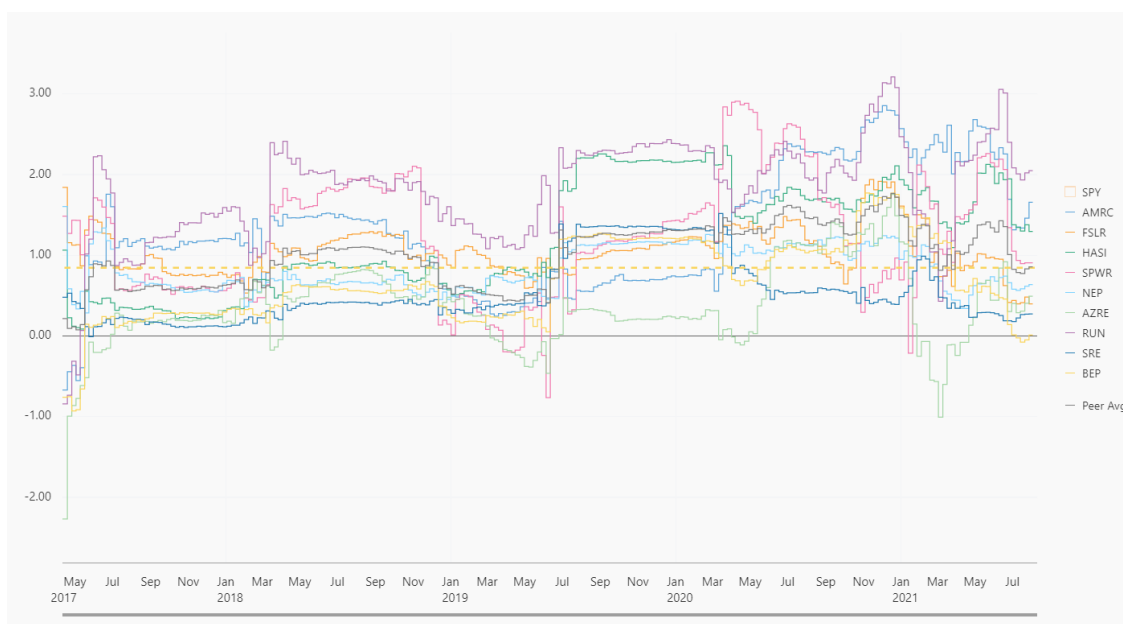


Fig. 11. Comportamiento Histórico Betas Empresas comparables para cálculo LCOE Solar

De acuerdo con la tabla 5, la media de las betas para la energía solar fotovoltaica es **0,85**, la cual es utilizada para el cálculo del WACC. Utilizando la ecuación (19), hallamos el WACC, el cual fue de **8.70%**.

Name	Ticker	Beta Desapalancada(Bu)
Ameresco, Inc	AMRC	0.63
First Solar, Inc.	FSLR	1.27
Hannon Armstrong Sustainable Infrastructure Capital, Inc	HASI	1.21
SunPower Corporation	SPWR	1.55
NextEra Energy Partners, LP	NEP	0.54
Azure Power Global Limited	AZRE	0.85
Sunrun Inc.	RUN	1.51
Sempra Energy	SER	0.50
Brookfield Renewable Partners L.P.	BEP	0.41

Tabla 6. Bu Empresas Comparables para el cálculo LCOE Solar

Utilizando las cuatro alternativas para el cálculo del LCOE, presentadas en la metodología, el resultado del LCOE para la energía solar fotovoltaica es de **174 COP/kWh**. Este resultado es bastante cercano comparativamente con el promedio internacional, al cual asciende a 41 USD/MWh (Lazard, 2021). Además, aplicando factores macroeconómicos, como la tasa de cambio, la inflación, el índice de precios al productor, simulamos el comportamiento del LCOE solar fotovoltaico para el periodo comprendido entre el año 2016 y el 2021, además de proyectar de los años siguientes 2022-2024 (Ver Fig. 12).

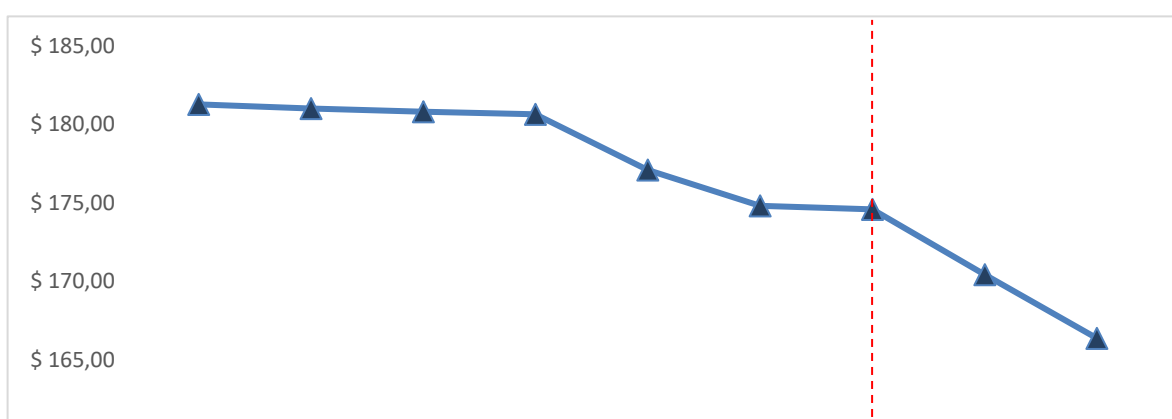


Fig. 12. LCOE Solar

Es muy notable como el comportamiento del LCOE solar tuvo una tendencia estable entre 2016 - 2019 y, a partir de este año presentó un declive sustancial entre el 2019 y el 2021. Esto a su vez coincide con la gran incursión de proyectos de energía solar en el país en este periodo (Espinosa, 2021) (Gubinelli, 2021). Entre el 2021 y el 2022 se observa una tendencia constante, lo cual pudo haber sido ocasionado por la pandemia y todos sus efectos secundarios en las cadenas de abastecimiento; escases de contenedores, altos costos en fletes, etc. Es importante anotar la alta incertidumbre por la cual estamos atravesando, ocasionado por el problema entre Rusia y Ucrania, haciendo que el pronóstico sea muy arriesgado y pueda variar drásticamente dependiendo del rumbo de este.

### **LCOE Pequeñas Centrales Hidráulicas (PCHs)**

Las PCHs o pequeñas centrales hidroeléctricas han sido, en los últimos años, una alternativa muy atractiva para la inversión en generación de energía en Colombia. Éstas, a su vez, tienen unas características especiales como la baja complejidad, su bajo impacto -ya que solo se desvía una porción del cauce del río más no el 100% como en las centrales (Ardizzon G, 2014)- y su menor inversión en comparación con las centrales más grandes (Ansar A, 2014); además de los problemas sociales y ambientales que ocasionan los megaproyectos hidráulicos.

Desde el punto de vista de rentabilidad, las PCHs tienen un beneficio adicional que les concede el marco regulatorio para compensar el hecho de no poder participar en las subastas de la bolsa (Resolución 071 de 2006 de la CREG) y no acceder a los beneficios de economías de escalas

como las de las centrales más grandes, y es el no cobro del CERE o Costo Equivalente Real de Energía (Bedoya, Rodas, & García, 2016).

Para el cálculo del WACC se comparan las siguientes empresas: *FirstEnergy Corporation*, *Entergy Corporation*, *National Grid plc*, *DTE Energy Company*, *Dominion Energy, Inc*, *Xcel Energy Inc.*, *PPL Corporation*, *The Southern Company*, *Public Service Enterprise Group Incorporated*, *CenterPoint Energy, Inc.*, *Algonquin Power & Utilities Corp.*, *Portland General Electric Company*, *Duke Energy Corporation*, *Brookfield Renewable Partners L.P.*, *American Electric Power Company, Inc.*, *IDACORP, Inc.*

En la Fig. 13, puede observarse que el sector de generación hidráulica tiene un comportamiento muy homogéneo comparativamente con el de la energía solar fotovoltaica, lo cual puede explicarse principalmente debido a que, al ser la energía hidráulica más especializada, la mayoría de las empresas que están en este sector son “utilities” que tienen portafolios muy similares y, por consiguiente, riesgos de mercado muy similares.

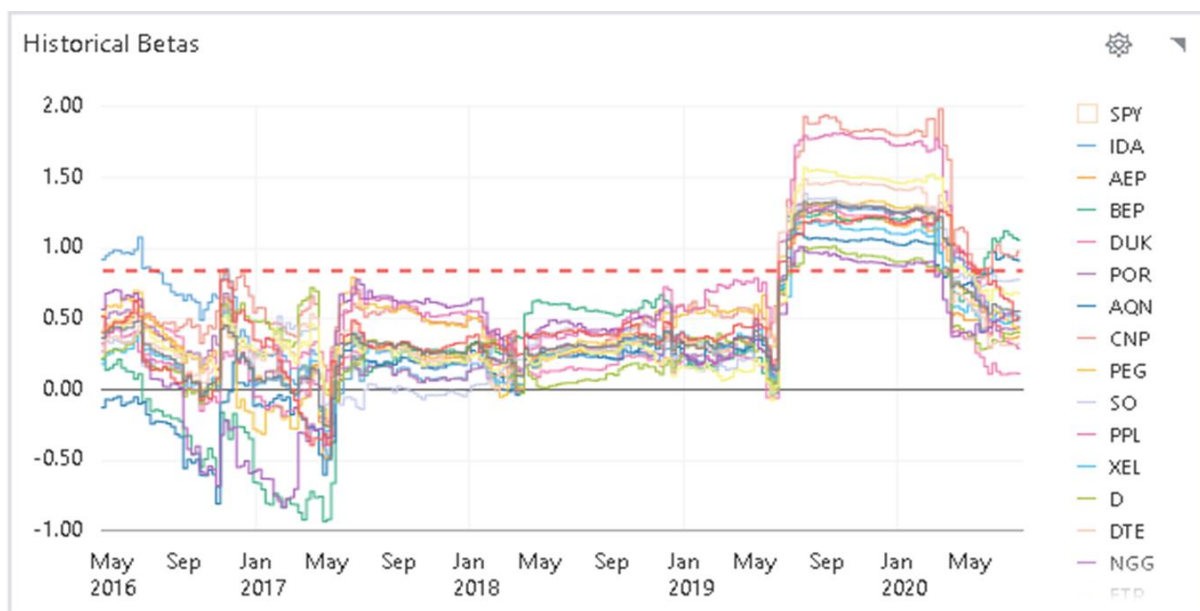


Fig. 13. Comportamiento Histórico Betas Empresas comparables para cálculo LCOE PCHs

Con respecto a la media de las betas desapalancadas, como se muestra en la tabla 4, el resultado es **0.61**, ver tabla 6. Y utilizando la ecuación (19) encontramos que el valor del WACC es **8.18%**.

Name	Ticker	Beta Desapalancada(Bu)
FirstEnergy Corporation	FE	0.26
Entergy Corporation	ETR	0.68
National Grid plc	NGG	0.34
DTE Energy Company	DTE	0.75
Dominion Energy, Inc	D	0.57
Xcel Energy Inc.	XEL	0.53
PPL Corporation	PPL	0.85
The Southern Company	SO	0.61
Public Service Enterprise Group Incorporated	PEG	0.70
CenterPoint Energy, Inc.	CNP	0.98
Algonquin Power & Utilities Corp.	AQN	0.48
Portland General Electric Company	POR	0.56
Duke Energy Corporation	DUK	0.49
Brookfield Renewable Partners L.P.	BEP	0.77
American Electric Power Company, Inc.	AEP	0.50
IDACORP, Inc.	IDA	0.66
<b>Promedio</b>		<b>0.61</b>

Tabla 7. Bu empresas comparables para cálculo LCOE PHCs

Dado el alto componente de obra civil, representado por mano de obra, cemento y materiales pétreos que tiene el LCOE Hidro, como se observa en la Fig. 14, en los últimos años se ha

venido evidenciando una tendencia creciente leve, ya estos se incrementan normalmente año a año con la inflación, el índice de precio al productor y el salario mínimo.

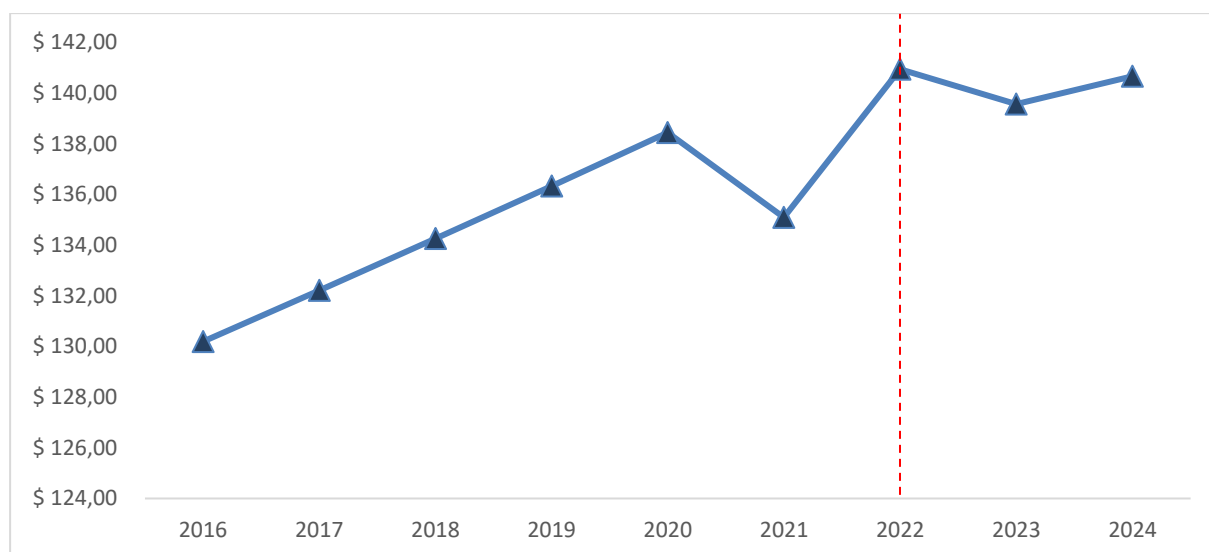


Fig. 14. LCOE PCHs

Entre 2020 y el 2021 hubo una caída con respecto a la tendencia alcista que venía teniendo, lo cual puede explicarse, en parte, por la crisis económica generada a partir del COVID19, lo que ocasionó una caída de la demanda y, por tanto, que los precios cayeran de manera significativa. No obstante, entre el 2021 y el 2022 se presenta un acenso considerable en el LCOE explicado básicamente por la inflación anual superior al 9% (DANE, 2022) y los altos costos de mano de obra y materia prima por los que está atravesando el país y, a partir de estos, pronosticamos que el LCOE se estabilizará alrededor de **140 COP/kWh**.

### **LCOE Eólico (aerogeneradores onshore)**

La generación eólica en Colombia ha tenido una historia curiosa. El primer piloto de generación eólica onshore en Colombia que se hizo en el departamento de la Guajira, denominado JEPİRACHI, se hizo antes de que se hiciera la primera granja solar en el país (EPM, 2004). No obstante, teniendo en cuenta los problemas que tuvo tanto en su proceso de construcción como en su operación (Radio, 2016) (Ardila, 2020) (Rojas, Gómez, 2012) esta tecnología no volvió

a tener importancia en el país hasta la última década (Pérez Godoy, 2022) (Analitik, 2022). En los últimos 5 años, varios estudios han certificado el gran potencial que tiene la región de la Guajira para producir energía eólica (Echeverri Puerta, 2021) (Xué, 2020) (Guerrero Hoyos, Vélez Macías, & Morales Quintero, 2019). Lo anterior, sumado a la gran disposición gubernamental de incentivar la inversión de esta tecnología en el país generó que recientemente se presentara un “boom” de proyectos de generación eólica en Colombia (Guido , 2020). En el momento se encuentran en construcción dieciséis parques eólicos, los cuales representan 741,01 MW de capacidad instalada (Urrego, 2022). Sin embargo, ha estado latente la dificultad de la transmisión de la energía desde la Guajira hacia los lugares de consumo, toda vez que la Guajira es habitada por diversas comunidades indígenas y, por tanto, deben tramitarse consultas previas para legalizar las servidumbres de las líneas de transmisión que pasan por su territorio. Actualmente la línea de transmisión más importante que se encuentra en construcción es “Colectora”, una línea de 500 KV que pretende evacuar la mayoría de los parques eólicos que se encuentran en construcción, la cual presenta a la fecha más de 130 consultas previas sin resolver (Portafolio, 2022).

Para el cálculo del beta o exposición de riesgo al mercado se analizaron las siguientes siete empresas del mercado de los EEUU: Brookfield Renewable Partners L.P., NextEra Energy, Vestas Wind Systems A/S, Boralex Inc, Northland Power Inc., TransAlta Renewables Inc., Iberdrola, S.A. Como puede observarse en la Fig. 15 el comportamiento del sector de generación de energía eólica onshore tiene la característica de que hay muy pocas empresas que se dedican solo a este sector. Normalmente la generación eólica siempre surge como complemento de otra tecnología (Shakir D. & Fahad S. M., 2020) o como componente de un portafolio de generación de diferentes tecnologías. Esto es más evidente cuando se observa, por ejemplo, el comportamiento de una empresa como VESTAS frente al resto de las compañías.

En efecto, VESTAS es quizá la compañía de este grupo cuyo portafolio de negocios está más concentrado en el sector eólico frente al resto que están más diversificadas.

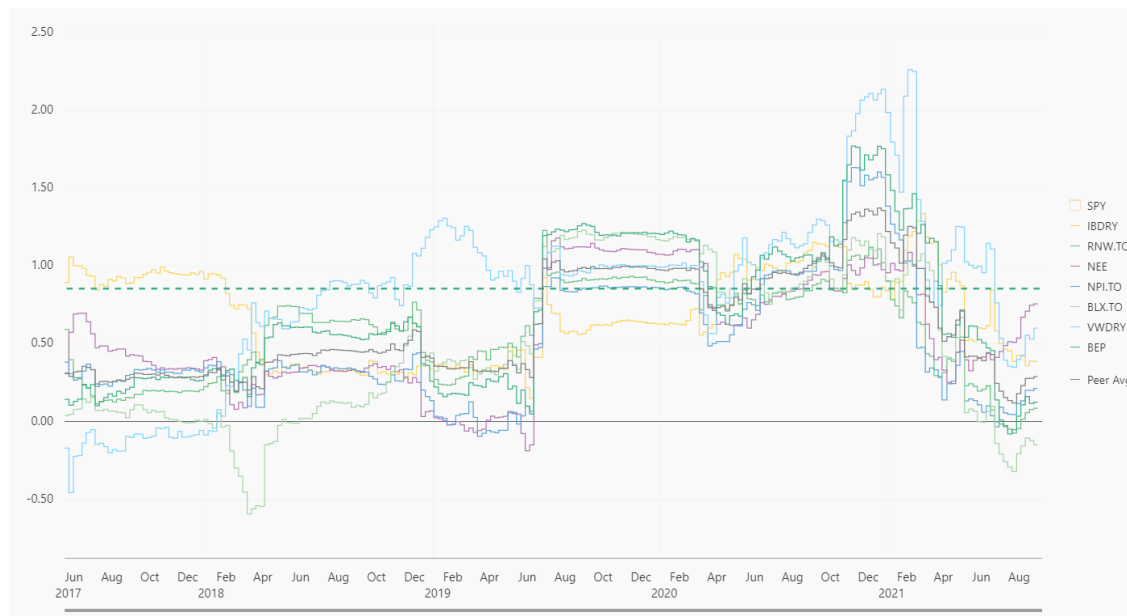


Fig. 15. Comportamiento histórico betas empresas comparables LCOE eólico onshore

En la Tabla 8 puede observarse que la media de las betas desapalancadas es **0.35**, por tanto, esta es la que se utiliza en el cálculo del WACC. El valor encontrado del WACC es de **7.81%**

<i>Name</i>	<i>Ticker</i>	<i>Beta Desapalancada(Bu)</i>
<i>Brookfield Renewable Partners L.P.</i>	BEP	0.35
<i>NextEra Energy</i>	NEE	0.28
<i>Vestas Wind Systems A/S</i>	VWDRY	0.51
<i>Boralex Inc</i>	BLX.TO	0.34
<i>Northland Power Inc.</i>	NPL.TO	0.29
<i>TransAlta Renewables Inc.</i>	RNW.TO	0.62
<i>Iberdrola, S.A.</i>	IBDRY	0.40
<b>Promedios</b>		<b>0.35</b>

Tabla 8. Bu empresas comparables cálculo LCOE eólico onshore

En los últimos 5 años, la eficiencia de las turbinas eólicas ha crecido de manera considerable (Office, 2021). Como puede observarse en la Fig. 16 esto ha llegado a que el LCOE de esta tecnología allá venido decreciendo y con esto el auge de proyectos de energía eólica en el país

(Portafolio, 2022). Si bien todavía se encuentra un poco lejos de otras tecnologías como la solar o la hidro en los valores en los que se encuentra en el momento, **361 COP/kWh**, es una alternativa interesante para complementar la matriz energética del país. Al encontrar factores de planta ya cercanos al 50% (Wiser & Bolinger, 2021), similares a los de las PCH, la energía eólica puede ayudar con el problema de la generación intermitente (solar) (Sikder & Pal, 2020) lo que en algún momento podría generar algunos beneficios particulares para esta tecnología. Por otro lado, en el momento en el que se implemente los precios horarios en el país por medio de la resolución CREG 101 001 de la CREG de 2022, la energía generada por esta tecnología seguramente se podrá vender a un mayor precio que al de las intermitentes que generan fundamentalmente en horas no pico (Shivashankar, Mekhilef, Mokhlis, & Kar, 2016).

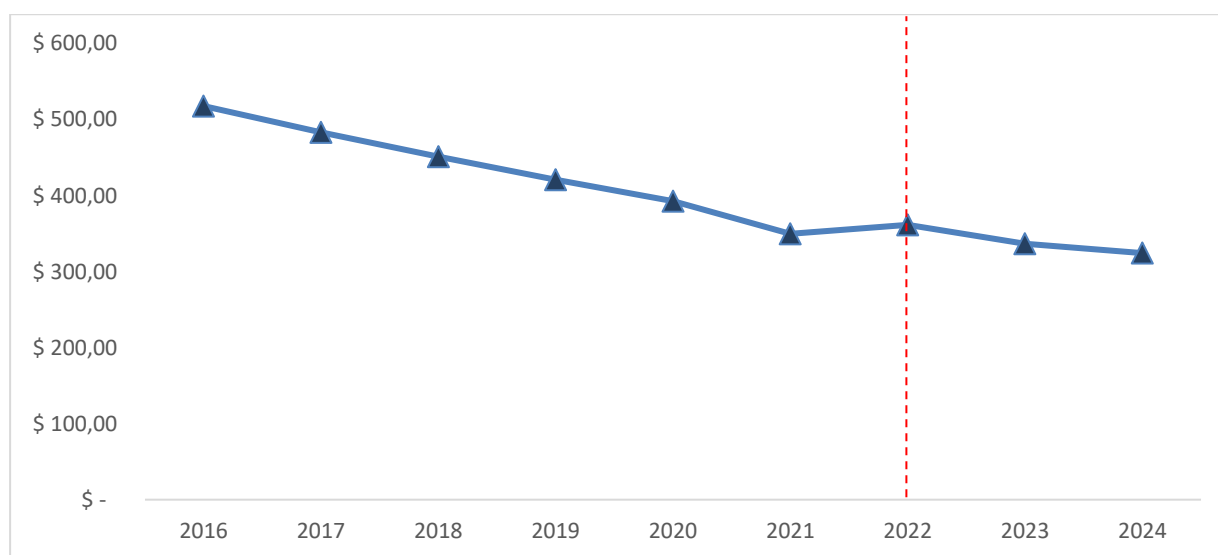


Fig. 16. LCOE energía eólica (aerogeneradores onshore)

### LCOS Sistemas de Acumulación de Energía por Baterías

En los últimos años, los incrementos en los consumos de energía en zonas densamente pobladas han creado problemas técnicos que resolver (Oudalov, Cherkaoui, & Béguin, 2007), siendo uno de los principales la concentración de consumos altos de energía, lo cual crea la necesidad de una ampliación de la capacidad de la red eléctrica. No obstante, una subestación adicional en la

mitad de un centro poblado es, en la mayoría de las ocasiones, algo que la mayoría de los habitantes de las áreas donde se ubicaría, rechazarían o no quisieran. Una solución ha sido proponer subestaciones encapsuladas, las cuales son pequeñas y en la mayoría de las ocasiones se instalan de manera subterránea para no crear problemas con los habitantes de la zona. No obstante, a pesar de esta opción, su instalación debe estar acompañada de redes de transmisión que se conecten con la fuente de generación más cercana y, dependiendo de las distancias, estas redes pueden ser muy costosas. Por tanto, surge una gran oportunidad de los sistemas de almacenamiento de energía (o “Battery Energy Storage Systems” -BESS- por sus siglas en inglés).

Los BESS facilitan la descongestión de las redes en momentos de altos consumos sin tener que recurrir a la construcción de redes de transmisión (Lawder, y otros, 2014). Las baterías han sido el motor del avance de la industria electrónica recientemente (Reddy, 2020) y esto ha hecho que los precios de estas tecnologías hayan caído ostensiblemente. Se ha llegado al punto que, dependiendo del caso, los “Battery Energy Storage Systems” se volvieron una alternativa financieramente viable para los problemas de congestión en la demanda energética (Oudalov, Chartouni, Ohler, & Linhofer, 2006).

Otra de las ventajas importantes de los BESS es la estabilidad en la provisión de energía. Al no depender de un sistema de generación -que por naturaleza es inconstante- las baterías pueden entregar energía en el momento en el que sea necesario y con las características técnicas ideales para ese determinado momento, mejorando a su vez la estabilidad de todo el sistema (Yang, 2014). Las BESS funcionan almacenando energía en momentos donde la red no tienen altos consumos y entregando esta energía en los momentos en los que la red lo necesita lo hace que los elementos de la red trabajen a máxima eficiencia (Lawder, y otros, 2014).

Para definir el sector y las empresas comparables, se incluyeron las siguientes: NextEra Energy, Toshiba, Eversource Energy, Xcel Energy, National Grid, Duke Energy, Entergy, DTE Energy. La Fig. 17, muestra que el comportamiento del sector de BESS es bastante homogéneo, similar con lo sucedido en el sector hidro, las “utilities” han incursionado mucho en este sector debido a la gran necesidad que se tienen el mercado eléctrico de descongestionar sus redes.

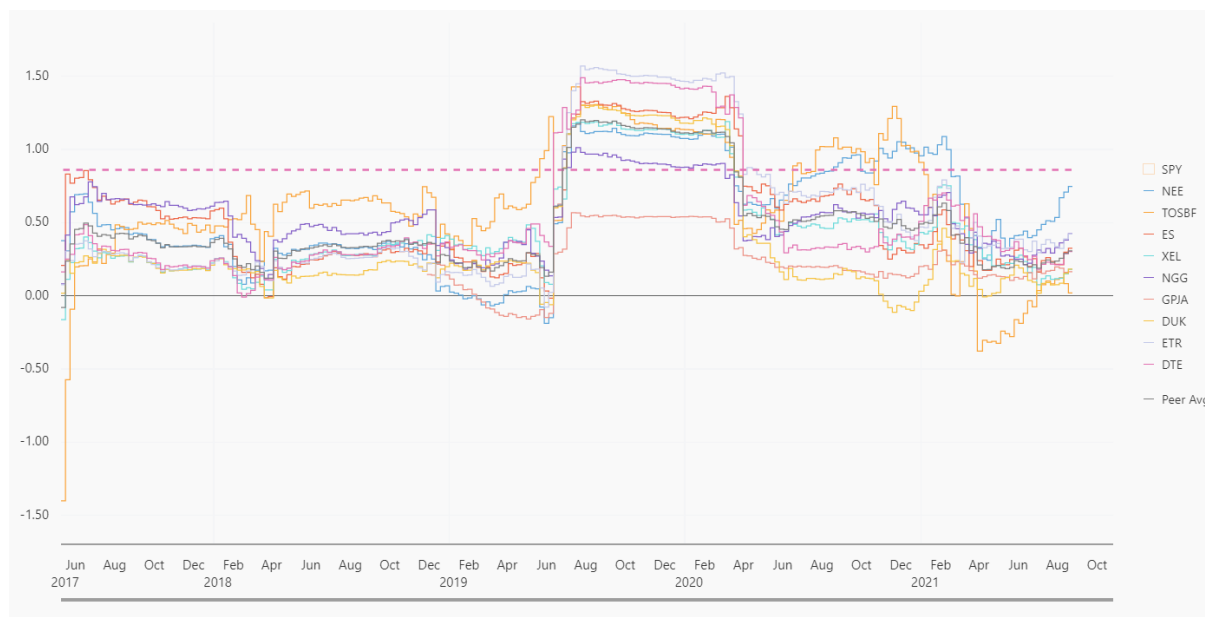


Fig. 17. Comportamiento histórico betas empresas comparables para cálculo LCOE BESS

La Tabla 9, muestra que la media de las betas desapalancadas es **0.31** y al utilizar esta para el cálculo del WACC, encontramos un valor de **7.75%**.

<i>Name</i>	<i>Ticker</i>	<i>Beta Desapalancada(Bu)</i>
<i>NextEra Energy</i>	NEE	0.28
<i>Toshiba</i>	TOSBF	0.93
<i>Eversource Energy</i>	ES	0.33
<i>Xcel Energy</i>	XEL	0.32
<i>National Grid</i>	NGG	0.17
<i>Duke Energy</i>	DUK	0.26
<i>Entergy</i>	ETR	0.29
<i>DTE Energy</i>	DTE	0.39
<b>Promedio</b>		<b>0.31</b>

Tabla 9. Bu empresas comparables para cálculo LCOE BESS

Como se observa en la Fig. 18, el LCOS de las BESS venía decreciendo durante los últimos años. No de manera muy drástica como se ha visto el costo de la generación solar, pero de igual

forma su tendencia era descendente. Entre 2019 - 2021 (sin tener en cuenta el efecto Covid-19) los adelantos en las tecnologías de almacenamiento debido al gran auge de los vehículos eléctricos han llevado a que las capacidades de las baterías sean cada vez mayores y se ha notado mucho en los últimos 3 años (Zhao, 2022). Encontramos que su valor es **798 COP/kWh** en el 2022, se espera que una vez se normalice la situación mundial, los costos de las BESS vuelvan a retomar su senda de decrecimiento, incluso con mayor fuerza.

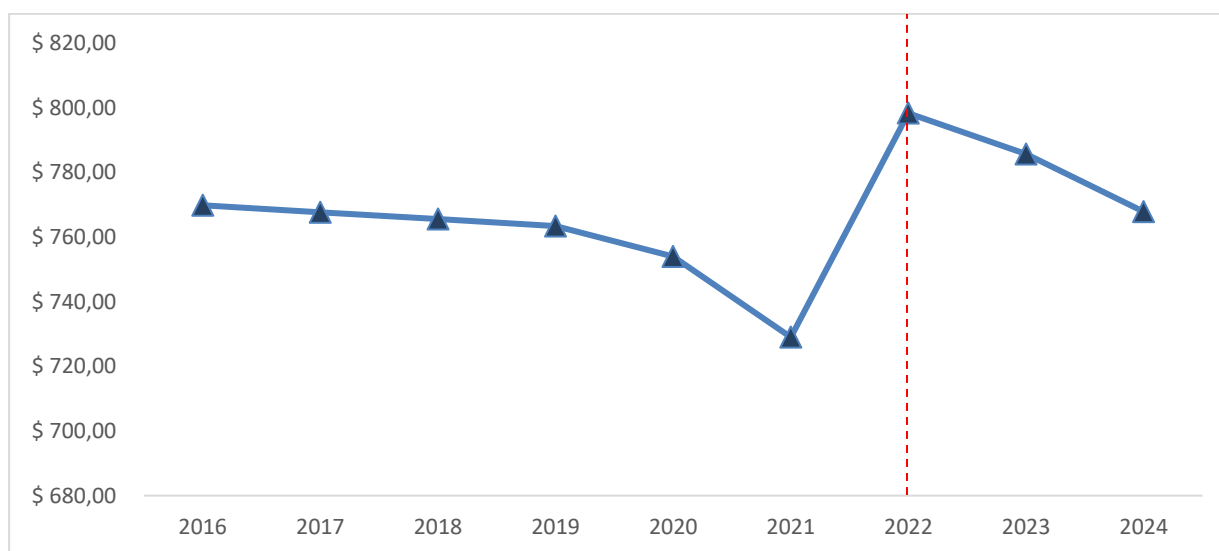


Fig. 18. LCOS BESS

## 5. Conclusiones y recomendaciones

Con la Ley 1715 de 2014 Colombia dio un paso importante en la inclusión de nuevas tecnologías de generación de energía a su matriz energética. Gracias a esta ley, que desencadenó una cascada de acciones por parte del gobierno para incentivar las energías renovables no convencionales, hoy se puede ver el gran número de proyectos que se encuentran en construcción, en licenciamiento o en estudio. Con la caída generalizada en los LCOE para estas energías, los negocios de generación a partir de estas fuentes, se han vuelto muy atractivos tanto para inversionistas locales como extranjeros, ya que al ser la energía un bien necesario, sumado a las políticas de disminución de gases de efecto invernadero, su consumo tiende a incrementarse.

Teniendo en cuenta esto, es de vital importancia tener claro en el momento de inversión a qué tecnología apuntarle. Por eso se vuelve muy útil una metodología como el LCOE para comparar el estado actual de lo que cuesta producir una unidad de energía (en este caso kWh) teniendo en cuenta todas las variables que influyen de manera diferente para cada una de ellas. Al no tener precios horarios aún en Colombia, el análisis de la rentabilidad se puede tomar directamente con el LCOE ya que el precio de venta de energía para todos los escenarios va a ser el mismo (suponiendo de que no se está contando con vender energía en firme).

Respecto a los resultados, se puede observar cómo en Colombia se presenta la condición de que el LCOE más bajo es la generación hidráulica (PCHs), a diferencia de la gran mayoría de países de la región e inclusive del mundo donde el LCOE Solar ocupa este primer lugar. Esto podría explicarse por el gran potencial que tiene Colombia a nivel hídrico, lo poco costoso que es su mano de obra (teniendo en cuenta que una central hidráulica es en mayor proporción una obra civil) y la gran cantidad de insumos locales que se utilizan en la construcción de una central hidráulica, a diferencia de una planta solar donde la mayoría de los materiales son importados, lo que implica un gran riesgo cambiario y la mano de obra debe ser más especializada.

Por otro lado, se observa con mucho interés la incursión de BESS al sistema energético colombiano. Creemos que esta tecnología ya ha madurado lo suficiente para entrar a apoyar a las tecnologías de generación intermitente y sustituir el uso de plantas térmicas en momentos críticos. La energía eólica si bien podemos observar una gran movilización de proyectos en la región de la guajira y la reciente hoja de ruta de la energía eólica Offshore emitida por el gobierno, consideramos que todavía se encuentra muy lejos en términos costo/beneficio frente a la solar y la hidráulica.

De igual forma se considera que el gran potencial que tiene la Guajira en términos de vientos y la barrera que hay para entrar en este negocios -ya que se necesitan conocimientos técnicos muy especializados y específicos para construir estos proyectos- hace que grandes jugadores a nivel mundial les resulte interesante y viable, ya que tienen poca competencia y el apoyo del gobierno local. Ahora bien, el tema social de la zona de la Guajira incorpora alto nivel de incertidumbre y, por ende, riesgo a este tipo de proyectos.

Por tanto, como recomendación a nivel de inversión, se considera que las energías a las cuales hay que apuntarles en este momento son las hidráulicas y las solares, concluyendo que el LCOE hidráulico es el menor se podría entender que esta sería la recomendación de inversión, pero es muy importante tener en cuenta el factor de tiempo en construcción y licenciamiento. Por un lado, el licenciamiento de una central hidráulica es mucho más complejo que el de una granja solar, ya que su impacto es potencialmente mayor, y por otro, la construcción de una central es mucho más compleja y demorada que la de una granja solar. Esto puede explicar el gran auge solar del país “Es un negocio rentable, relativamente simple de construir y que empieza a dar retornos más rápido”, pero esto implica tener más competidores lo que puede llevar a bajar los márgenes.

Por tanto, nuestra recomendación final es: si se tiene el capital disponible para inyectar y esperar el periodo de construcción y licenciamiento de una central, esta sería la alternativa más atractiva, pero si se busca una inversión simple que de retornos más rápido así sean menores: la solar se convierte en la elección, teniendo en cuenta también que con el mismo CAPEX de una PCH de 20 MW se pueden construir 2 granjas solares de la misma capacidad y esto podría diversificar el portafolio y el riesgo.

## Referencias

- International Renewable Energy Agency – IRENA. (2021). *Renewable power generation costs in 2020*. Retrieved from [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf)
- Abu-Rayash, A., & Dincer, I. (2020). Sustainability modeling. *Energy Sustain*, 119-164.
- Analitik, V. (2022, 01 22). *Colombia inauguró primer parque eólico en más de 17 años*. Retrieved from [www.valoraanalitik.com](http://www.valoraanalitik.com): <https://www.valoraanalitik.com/2022/01/22/colombia-inauguro-primer-parque-eolico-en-mas-de-17-anos/>
- Ansar A, F. B. (2014). Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. *Energy Policy (2014)* 69 , 43-56. doi:10.1016/j.enpol.2013.10.069
- Ardila, M. P. (2020, 03 21). *Los interrogantes que deja el cierre del parque eólico Jepírachi en La Guajira*. Retrieved from [www.elespectador.com](http://www.elespectador.com): <https://www.elespectador.com/colombia/mas-regiones/los-interrogantes-que-deja-el-cierre-del-parque-eolico-jepirachi-en-la-guajira-article-910451/>
- Ardizzon G, C. G. (2014). A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. doi:10.1016/j.rser.2013.12.043
- BBVA. (2021, 03 18). *Colombia. Sector eléctrico colombiano: retos y oportunidades*. Retrieved from BBVA Research: <https://www.bbva.com/publicaciones/colombia-sector-electrico-colombiano-retos-y-oportunidades/>
- Bedoya, J. C., Rodas, E. A., & García, D. F. (2016). Aspectos Comerciales del Esquema del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Eléctrico Colombiano. *Scientia et Technica Año XXI*, 5. doi:10.22517/23447214.10171
- Bello Rodriguez, S., & Beltrán Ahumada, R. (2013). *Caracterización y pronóstico del precio spot de la energía eléctrica en Colombia*. Retrieved from Revista de la Maestría en Derecho Económico: <https://revistas.javeriana.edu.co/index.php/revmaescom/article/view/7174>
- Berkdemarzo. (2022). *Beta Analysis*. Retrieved from <http://capm.berkdemarzo.com/?s=%5EIRX+y+0.90&s=SPY+n>
- Bloomberg NEF. (2021). *Average battery pack prices to drop below US\$100/kWh by 2024. despite near-term spikes. 2021*. Retrieved from <https://www.energy-storage.news/bloombergnef-average-battery-pack-prices-to-drop-below-us100-kwh-by-2024-despite-near-term-spikes/>
- Castillo Ramírez, A., Mejía Giraldo, D., & Muñoz Galeano, N. (2017). Large-scale solar PV LCOE comprehensive breakdown methodology. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 7(1), 117-126. Retrieved from <http://ref.scielo.org/2jg9bn>
- CFI. (2022). *Levelized Cost of Energy (LCOE)*. Retrieved from <https://corporatefinanceinstitute.com/>: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/levelized-cost-of-energy-lcoe/>
- CREG. (2005). *Resolución 114 de 2005*. Retrieved from CREG: [http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ff5b05256eee00709c02/cf9c7760575268e90525785a007a6c22/\\$FILE/Creg114-2005.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ff5b05256eee00709c02/cf9c7760575268e90525785a007a6c22/$FILE/Creg114-2005.pdf)
- CREG. (2019). Extensión de la opción de acceso al despacho central, a plantas menores de 20 MW conectadas al sistema interconectado nacional. *Sesión No. 939 CREG*.
- DANE. (2022, 05 11). *IPC información abril 2022*. Retrieved from DANE Información para todos: [https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/ipc/ipc\\_rueda\\_prensa\\_abr22.pdf](https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/ipc/ipc_rueda_prensa_abr22.pdf)
- Dinçer, I., & Abu-Rayash, A. (2019). *Energy sustainability*. Academic Press.
- Ebenhoch, R., Matha, D., Marathe, S., Cortes Muñoz, P., & Climent, M. (2015). Comparative Levelized Cost of Energy Analysis. *Energy Procedia, Volume 80*, 108-122. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.11.413>.
- Echeverri Puerta, J. A. (2021). Estudio del potencial eólico en Colombia y su complementariedad con fuentes de generación hidráulica. *Repositorio UNAL*. doi:<https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/79470>
- EPM. (2004, 04 19). *Parque Eólico Jepírachi*. Retrieved from [www.epm.com.co](http://www.epm.com.co): <https://www.epm.com.co/site/home/nuestra-empresa/nuestras-plantas/energia/parque-eolico>
- Espinosa, L. M. (2021, 05 20). *Hay más de 122 proyectos de energía solar y eólica avanzando siete departamentos*. Retrieved from [www.larepublica.co](http://www.larepublica.co): <https://www.larepublica.co/especiales/el-poder-del-caribe-2021/hay-mas-de-122-proyectos-de-energia-solar-y-eolica-avanzando-siete-departamentos-3172704>
- Foster, J., Wagner, L., & Bratanova, A. (2014). LCOE models: A comparison of the theoretical frameworks and key assumptions. *Energy Economics and Management Group Working Papers, School of Economics, University of Queensland, Australia*.
- García Rendón, J., Cardona Vásquez, D., & Botero García, J. (2019). *Transición energética en Alemania e integración de fuentes de energías no convencionales*. Medellín: Working Papers- Repositorio Universidad EAFIT.

- García Rendón, J., Correa Giraldo, M., & Patiño Echeverri, D. (2019). *Integración de fuentes de energías renovables no convencionales y redes inteligentes en Estados Unidos: evidencia para PJM*. Universidad EAFIT. Medellín: Working Papers - Repositorio Universidad Eafit. Retrieved from <https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/15399>
- Gubinelli, G. (2021, 04 12). *Exclusivo: Los 37 proyectos de energías renovables que se inaugurarán este año en Colombia*. Retrieved from [www.energiaestrategica.com](http://www.energiaestrategica.com): <https://www.energiaestrategica.com/exclusivo-los-37-proyectos-de-energias-renovables-que-se-inauguraran-en-colombia-este-ano/>
- Guerrero Hoyos, B. G., Vélez Macías, F., & Morales Quintero, D. E. (2019). Energía eólica y territorio: sistemas de información geográfica y métodos de decisión multicriterio en La Guajira (Colombia). *Ambiente y Desarrollo* 23(44). doi:<https://doi.org/10.11144/Javeriana.ayd23-44.eets>
- Guido, G. (2020, 06 11). *Por decreto, el Gobierno de Colombia habilita beneficios de IVA, aranceles y renta para más de 500 proyectos de renovables*. Retrieved from [www.energiaestrategica.com](http://www.energiaestrategica.com): <https://www.energiaestrategica.com/por-decreto-finalmente-el-gobierno-de-colombia-habilita-beneficios-de-iva-aranceles-y-renta-para-proyectos-de-energias-renovables/>
- Gutiérrez Gómez, A., & García Rendón, J. (2021). Fuentes de Energía Renovable, Recursos Energéticos Distribuidos y Almacenamiento en Colombia: una revisión de la normatividad. *Repositorio Institucional Universidad EAFIT*. Retrieved from <https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/24809>
- International Energy Agency – IEA. (2020). *World Energy Outlook 2020. Part of World energy Outlook. 2020*. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>
- IRENA. (2021). *World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi*. Retrieved from [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)
- Jianchao Hou, M. P. (2021). Can sharing economy mode advance the transition of China's energy sector effectively: A case of PV technology transition? *Energy Reports*, 7, 502-514. Retrieved from [https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484721000159#:~:text=Conclusions&text=\(1\)%20By%20giving%20full%20play,the%20transition%20of%20energy%20structure.](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484721000159#:~:text=Conclusions&text=(1)%20By%20giving%20full%20play,the%20transition%20of%20energy%20structure.)
- Lawder, M., Suthar, B., Northrop, P. W., De, S., Hoff, C. M., Leitermann, O., . . . Subramanian, V. R. (2014). Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications. *Proceedings of the IEEE*, 102(6), 1014-1030. doi:10.1109/JPROC.2014.2317451
- Lazard. (2021, Octubre 28). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis- Version 15.0*. New York. Retrieved from Lazard: <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>
- Loewen, J. (2019). LCOE is an undiscounted metric that distorts comparative analyses of energy costs. *The Electricity Journal*, 32(6), 40-42. doi:<https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.05.019>
- López Gonzáles, D. M., & García, J. (2022). Opportunities and challenges of mainstreaming distributed energy resources towards the transition to more efficient and resilient energy markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 157.
- McKinsey & Company Inc., T. K. (2020). Estimating the Cost of Capital. In T. K. McKinsey & Company Inc., *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies, 7th Edition* (pp. 305-335). WILEY.
- Millán, J. (1999). *La segunda generación de bolsas de energía: Lecciones para América Latina*. Retrieved from <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/La-segunda-generaci%C3%B3n-de-bolsas-de-energ%C3%ADa-Lecciones-para-Am%C3%A9rica-Latina.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía. (2021, 11 25). *Decreto 1260 de 2013*. Retrieved from [www.secretariassenado.gov.co](http://www.secretariassenado.gov.co): [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/decreto\\_1260\\_2013.html#4%0http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Decretos/2013/Documents/JUNIO/17/DECRETO 1260 DEL 17 DE JUNIO DE 2013.pdf](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/decreto_1260_2013.html#4%0http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Decretos/2013/Documents/JUNIO/17/DECRETO%201260%20DEL%2017%20DE%20JUNIO%20DE%202013.pdf)
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Transición energética: un legado para el presente y futuro de Colombia*. Retrieved from <https://www.minenergia.gov.co>: <https://www.minenergia.gov.co/libro-transicion-energetica>
- Niño Sequera, L., & Alvarado Pinilla, A. (2021, 11 05). *Impacto de la ley 142 (Ley de servicios públicos domiciliarios) y 143 (Ley eléctrica) de 1994 en los precios de la canasta energética para Bogotá y su incidencia en los estratos socioeconómicos*. Retrieved from <https://ciencia.lasalle.edu.co/economia/132/>: <https://ciencia.lasalle.edu.co/economia/132/>
- Office, W. E. (2021). *Next-Generation Wind Technology*. Retrieved from Wind Energy Technologies Office: <https://www.energy.gov/eere/wind/next-generation-wind-technology>
- OLADE. (2020). *Panorama energético de América Latina y el Caribe 2020*. Ecuador: OLADE.
- Óptima Consultores. (2021). *Análisis de la participación de las plantas no despachadas centralmente en el mercado de energía mayorista*.

- Oudalov, A., Chartouni, D., Ohler, C., & Linhofer. (2006). Value analysis of battery energy storage applications in power systems. *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2006 - Proceedings*, 2206–2211. doi:10.1109/PSCE.2006.296284
- Oudalov, A., Cherkaoui, R., & Béguin, A. (2007). Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application. *2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proceedings*, 621-625. doi:10.1109/PCT.2007.4538388
- Patel, M., Asadpour, R., Woodhouse, M., Deline, C., & Alam, M. (2019). "LCOE\*: Re-thinking LCOE for Photovoltaic Systems. *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 1711-1713. doi:doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8980486.
- Pérez Godoy, M. C. (2022, 03 14). *A la fecha, Colombia tiene 18 proyectos de energía a la espera de la licencia ambiental*. Retrieved from [www.larepublica.co](http://www.larepublica.co): <https://www.larepublica.co/economia/a-la-fecha-colombia-tiene-18-proyectos-de-energia-a-la-espera-de-la-licencia-ambiental-3320976>
- Pérez Herrera, A. (2004). *Analisis del Mercado de Energía Colombiano y Estudio de sus posibles modificaciones*. Retrieved from Repositorio Uniandes: <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/10217/u245541.pdf?sequence=1>
- Portafolio. (2022, 01 30). *Línea colectora ya tiene aval de 136 comunidades en la Sierra Nevada*. Retrieved from [www.portafolio.co](http://www.portafolio.co): <https://www.portafolio.co/economia/infraestructura/linea-colectora-ya-tiene-aval-de-136-comunidades-561127>
- Radio, C. (2016, 12 15). *Indígenas bloquean operación del parque eólico de EPM en La Guajira*. Retrieved from [www.caracol.com.co](http://www.caracol.com.co): [https://caracol.com.co/emisora/2016/12/15/medellin/1481799166\\_258942.html](https://caracol.com.co/emisora/2016/12/15/medellin/1481799166_258942.html)
- Reddy, M. V. (2020). Brief history of early lithium-battery development. *Materials*, 13, 8. doi:10.3390/MA13081884
- Rojas, Gómez, J. C. (2012). Conflictos ambientales por medidas de mitigación al cambio climático en territorio Wayuu: el Parque Eólico Jepirachi, 1999-2011, Colombia. *Repositorio Unal*. Retrieved from <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/9676>
- Santa María, M., Von Der Fehr, N.-H., Millán, J., Benavides, J., Gracia, O., & Schutt, E. (2009, 10). *El Mercado de la energía eléctrica en Colombia: Características, evolución e impacto sobre otros sectores*. Retrieved from [www.fedesarrollo.org.co](http://www.fedesarrollo.org.co): [https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/171/CDF\\_No\\_%2030\\_Octubre\\_2009.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/171/CDF_No_%2030_Octubre_2009.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Shakir D., A., & Fahad S. M., A.-I. (2020). Grid Integration Challenges of Wind Energy: A Review. *Grid Integration Challenges of Wind Energy: A Review. IEEE Access. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.* doi:<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2964896>
- Shields, M., Beiter, P., Nunemarker, J., Cooperman, A., & Duffy, P. (2021). Impacts of turbine and plant upsizing on the leveled cost of energy for offshore wind. *Applied Energy*, 13.
- Shivashankar, S., Mekhilef, S., Mokhlis, H., & Kar. (2016). Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.059>
- Sikder, P. S., & Pal, N. (2020). Modeling of an intelligent battery controller for standalone solar-wind hybrid distributed generation system. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 32(6), 368–377.
- Trespalcacios Carrasquilla, A., Pantoja Robayo, J., & Fernández Taborda, Ó. (2017). *Análisis de Mercados de Electricidad*. Medellín: EAFIT.
- UPME. (2019). *Plan Energético Nacional - Colombia*. Retrieved from Plan Energético Nacional - Colombia: [https://acmineria.com.co/acm/wp-content/uploads/2020/01/PEN\\_documento\\_para\\_consulta.pdf](https://acmineria.com.co/acm/wp-content/uploads/2020/01/PEN_documento_para_consulta.pdf)
- UPME. (2019). *UPME*. Retrieved from [http://www1.upme.gov.co/Normatividad/Circular\\_046\\_2019.pdf](http://www1.upme.gov.co/Normatividad/Circular_046_2019.pdf)
- Urrego, A. (2022, 01 22). *La Republica.Com*. Retrieved from <https://www.larepublica.co/economia/el-gobierno-inauguro-ayer-en-la-guajira-el-primero-de-16-nuevos-parques-eolicos-3290204>
- Wiser, R., & Bolinger, M. (2021). *Land-Based Wind Market Report 2021 edition*.
- Xiao-JingChea, P. K.-H. (2022, March). Regional policy effect on photovoltaic (PV) technology innovation: Findings from 260 cities in China. *Energy Policy*, 162, 112807. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522000325>
- XM. (2022, 02 6). *Análisis energético de mediano plazo - Resultados de estudio*. Retrieved from <https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-mediano-plazo/an%C3%A1lisis-energ%C3%A9tico-de-mediano-plazo-resultados-de>
- Xué, G. d. (2020). *Potencial energético eólico para la Región*. Retrieved from <https://regioncentralrape.gov.co/wp-content/uploads/2020/04/Potencial-eo%CC%81lico-Regio%CC%81n-Central.pdf>
- Yahyaoui, I. (2018). *Advances in Renewable Energies and Power Technologies: Volume 2: Biomass, Fuel Cells, Geothermal Energies, and Smart Grids*. Elsevier. doi:10.1016/C2016-0-04919-7.

- Yang, Y. L. (2014). Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving. *IEEE Transactions on Smart Grid (2014) 5(2) 982-991*, 982–991. doi:10.1109/TSG.2013.2282504
- Zhao, G. W. (2022, February). Connecting battery technologies for electric vehicles from battery materials to management. *IScience*. doi:10.1016/j.isci.2022.103744
- Ziegler, M., Song, J., & Trancik, J. (2021). Determinants of lithium-ion battery technology cost decline. *The Royal Society of Chemistry 2021*, 25.