

# Integración de fuentes no convencionales de energía renovable dentro del mercado eléctrico mayorista

## Integration of Non-Conventional Sources of Renewable Energy Within the Wholesale Electricity Market

NICOLÁS BOHÓRQUEZ<sup>1</sup> - IVÁN CAMILO DURÁN-TOVAR<sup>2</sup>

1. Ingeniero electricista de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

2. Profesor del Programa de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

nicolas.bohorquez@mail.escuelaing.edu.co - ivan.duran@escuelaing.edu.co

Recibido: 18/06/2018 Aceptado: 03/08/2018

Disponible en [http://www.escuelaing.edu.co/es/publicaciones\\_revista](http://www.escuelaing.edu.co/es/publicaciones_revista)

<http://revistas.escuelaing.edu.co/index.php/reci>

### Resumen

En este artículo se explora el estado de integración de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) al sistema eléctrico colombiano, específicamente al mercado eléctrico mayorista, con el fin de modelar el mercado con estas fuentes de energía emergentes. Como resultado, se muestra la exploración de las resoluciones colombianas concernientes a las FNCER, el estado de éstas en el país y una comparación con otros países de Latinoamérica.

**Palabras claves:** mercado eléctrico mayorista, proceso de subasta, precio de bolsa, despacho económico.

### Abstract

This article explores the integration status of Non-Conventional Sources of Renewable Energy (NCRE) to the Colombian electrical system, specifically to the wholesale electricity market, to model this market with these emerging energy sources. As a result, the exploration of the different Colombian resolutions concerning NCRE, their state in the country, and their comparison with different Latin American countries are shown.

**Keywords:** wholesale electricity market, auction process, stock price, economic dispatch.

## INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un *commodity* que se comercializa con una calidad previamente definida y un alto nivel de estandarización. La entrega se realiza en las redes de alta tensión de cada país que, junto con las redes de distribución, se encargan de llevarla hasta el cliente final. Sin embargo, el mercado eléctrico tiene una característica particular respecto al resto de *commodities* energéticos: el hecho de que la electricidad no se pueda “almacenar” afecta decisivamente los procesos de generación, comercialización, transporte y distribución.

La energía eléctrica se produce en centrales de generación, las cuales se clasifican según el recurso del que provenga la energía (renovable y no renovable). Las centrales pueden competir entre ellas para producir electricidad en función de los costos de combustibles y de la eficiencia.

Puesto que la energía eléctrica no es almacenable, en cada instante de tiempo se debe producir la misma cantidad que se consume, con el fin de preservar sus características de servicio.

El precio que pagan los clientes por la energía eléctrica está conformado por dos componentes: precio de la energía (procedente de las actividades en competencia) y tarifas de acceso (retribuye las actividades reguladas). Vale la pena señalar que el precio de la electricidad en los mercados es muy volátil y está influenciado por varios factores, como meteorología, actividad económica, precio del combustible, etc.

No obstante, la aparición y la expansión de nuevas formas de producir energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) han traído cambios importantes a los sistemas eléctricos, tales como el costo de producción de energía eléctrica, la intermitencia en la generación y la aparición de la generación distribuida.

Las nuevas fuentes de energía eléctrica buscan utilizar los recursos energéticos disponibles en la naturaleza de manera “amigable” con el medio ambiente, reduciendo al máximo el impacto negativo sobre los ecosistemas. De este modo se aprovechan recursos de fácil acceso, como la radiación solar, el viento y la energía térmica de la corteza terrestre. Por tratarse de fuentes que se encuentran fácilmente en la naturaleza, y que no requieren un proceso de extracción previo, el acceso a estos recursos es gratuito. Tal característica se

refleja en una reducción de los costos de generación, medido en \$/kWh.

Con la integración de energías limpias al sistema eléctrico, aparece una nueva figura llamada *prosumer* (acrónimo formado por la fusión de las palabras inglesas *producir* y *consumir*), que se conoce también como autogenerador. Esta figura representa un cambio en la etapa de generación, puesto que ésta deja de ser una actividad concentrada en las grandes centrales eléctricas y pasa a ser una actividad que puede estar en manos del cliente final. En otras palabras, la generación eléctrica en el sistema pasa de ser centralizada a ser distribuida.

Estos cambios a los que se enfrentan los sistemas eléctricos hacen que sea necesario estudiar el funcionamiento actual de los mercados, y evaluar si son eficientes para comercializar la electricidad producida a partir de las nuevas fuentes de energía.

## ENERGÍAS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

La primera etapa que se llevó a cabo fue la revisión de la reciente regulación expedida por el gobierno colombiano, relacionada con la generación eléctrica a partir de FNCER, incluyendo la Ley 1715 de 2014 [1], por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Eléctrico Nacional. Como consecuencia de esta ley, la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME) y la Comisión de Regulación en Energía y Gas (CREG) se han encargado del marco normativo que regirá la entrada de estas nuevas fuentes de energía. De dicha ley se desprenden las resoluciones 024 de 2015 [2] y 030 de 2018 [3], promulgadas por la CREG, así como la Resolución 281 de 2015, expedida por la UPME [4].

A continuación se explica cada una de las leyes, haciendo énfasis en algunos artículos de importancia.

### Ley 1715 de 2014

Esta ley regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Eléctrico Nacional. Entre las principales disposiciones se encuentran los incentivos a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía, el desarrollo y la promoción de las FNCER, así como la gestión eficiente de la energía, incluyendo un capítulo dedicado a zonas no interconectadas (ZNI). Incluye también acciones ejemplares

del gobierno nacional y de la administración pública, y el fomento de la investigación en el ámbito de FNCER y de la gestión eficiente de la energía.

Dentro de esta ley es importante destacar el artículo 41, que dicta:

“Acciones ejemplares. El gobierno nacional y el resto de administraciones públicas, en el ámbito de sus respectivas competencias, adoptará acciones ejemplares tendientes a la supresión de barreras técnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las FNCER y la promoción de la gestión eficiente de la energía. En particular, las medidas tendrán por objeto la consecución del ahorro de energía y la introducción de FNCER en los distintos sectores, el establecimiento de requisitos mínimos de eficiencia para los equipos que consumen energía, la concientización de los consumidores de energía para un uso eficiente, la mejora de la eficiencia en la producción, el transporte y la distribución de calor y de electricidad, así como el desarrollo de tecnologías energéticas y para la eficiencia energética de los edificios. Para ello, se prestará especial atención a la formación del personal al servicio de las administraciones públicas, especialmente en el ámbito local y regional, donde se encuentran los órganos competentes para la tramitación y autorización de instalaciones”.

Con el propósito de promover la inversión en generación con tecnologías que utilicen fuentes renovables, la ley contempla una serie de incentivos fiscales. En primer lugar, se establece una reducción del impuesto de renta por hasta el 50 % de la inversión, que se puede aplicar en el transcurso de los cinco años siguientes a su realización. Adicionalmente, se exime del pago de IVA a todos los equipos y servicios, acotados por la UPME, que se destinen al proyecto. Como tercera medida, se determina que todos aquellos equipos, maquinaria, materiales e insumos que sean importados para los proyectos de FNCER, y no sean producidos por la industria nacional, estarán exentos del pago de aranceles. Por último, se estipula la posibilidad de depreciar aceleradamente los activos del proyecto, con una tasa anual de depreciación máxima del 20 %.

#### **Resolución CREG 024 de 2015**

Esta resolución permite regular la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), en la cual se establecen las condiciones

de conexión, medida, respaldo y suministro de energía, así como las condiciones para los autogeneradores a gran escala que quieran entregar excedentes al sistema. Dentro de lo establecido en esta resolución vale la pena señalar el artículo 12, el cual dispone:

“El autogenerador a gran escala que quiera entregar excedentes a la red deberá ser representado por un generador en el mercado eléctrico mayorista (MEM). Se aplican condiciones para plantas no despachadas centralmente si la potencia declarada es menor de 20 MW, y en caso contrario, las establecidas para las plantas despachadas centralmente”.

Del artículo anterior se puede concluir que, sin importar la tecnología de generación eléctrica utilizada, con FNCER o sin ellas, las condiciones para participación en el mercado no regulado son las mismas, por lo que sólo se podrán despachar centralmente aquellas plantas que tengan una potencia nominal de más de 20 MW.

#### **Resolución CREG 030 de 2017**

Esta resolución, por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional, surge como fruto de las correcciones y comentarios hechos a una primera resolución de consulta para la regulación de este tipo de generación: la Resolución 121 de 2017, expedida por la CREG [5].

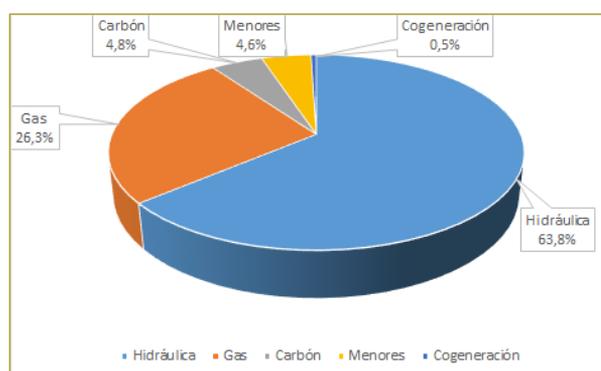
La resolución actual establece que todos los autogeneradores, con FNCER o sin ellas, son considerados como usuarios, y por tanto no se contempla que se constituyan como empresas de servicios públicos (EPS). Esto implica que los autogeneradores no pueden participar en convocatorias públicas para vender sus excedentes. Sin embargo, en la misma resolución los operadores de red (OR) están obligados a recibir los excedentes de los autogeneradores que utilizan o no FNCER.

#### **PLAN ENERGÉTICO COLOMBIANO**

Como segunda etapa, se realizó un estudio del actual plan energético en el país y los planes de expansión previstos por la UPME, con la inclusión de FNCER.

### Matriz energética en Colombia hasta el año 2014

En el Plan Energético Nacional (PEN) del año 2014, la matriz energética colombiana estaba compuesta principalmente por dos fuentes: hidroeléctrica, con 63,9 % de participación, y térmica, con 31,1 % de la participación (figura 1). En aquel entonces se dijo que la concentración de la oferta energética podría hacer que el sistema eléctrico fuera vulnerable a corto plazo debido a los ciclos hidrológicos y su variabilidad, y a mediano y largo plazo, a la disponibilidad de gas natural, por hallazgos en el país o por disponibilidad de importaciones.



**Figura 1.** Mix energético colombiano del año 2014. Fuente: [7].

Esto sugirió la instalación de otras fuentes de energía que diversificaran la canasta, garantizando el suministro confiable de energía en el país. Un primer paso se logró con la Ley 1715 de 2014, de la que se desprenden las resoluciones 024 de 2015 y 030 de 2018, expedidas por la CREG, que buscan promover y regular la integración de FNCER en el Sistema Eléctrico Nacional.

### Matriz energética en Colombia para el año 2017

Según el *Informe mensual de variables de generación y del Mercado Eléctrico Colombiano, diciembre de 2017* [6], realizado por la UPME, la participación de cada tipo de energía dentro de la producción total de energía eléctrica en Colombia se muestra más adelante (tabla 1).

Se observa una muy baja participación en las tecnologías de FNCER dentro de la matriz de generación energética colombiana, llegando a menos del 1 %, teniendo como principal representación el bagazo. En cuanto a grandes proyectos de generación con energías limpias, en Colombia vale la pena destacar dos casos:

**Tabla 1**

Matriz energética de potencia instalada en Colombia (a diciembre de 2017)

Tecnología/recurso	Capacidad efectiva neta [MW]	Capacidad efectiva neta [%]
ACPM	1248,0	7,41
Agua	11.725,6	69,94
Bagazo	130,7	0,78
Biogás	4,0	0,02
Carbón	1369,0	8,13
Combustóleo	314,0	1,86
Gas	1708,0	10,14
Jet-a1	46,0	0,27
Mezcla gas-jet-a1	264,0	1,57
Radiación solar	9,8	0,06
Viento	18,4	0,11

Fuente: [6].

- **Granja solar Celsia Yumbo [10].** Es un complejo de generación fotovoltaico conectado al SIN, el cual entró en funcionamiento desde el 3 de septiembre de 2017, con una capacidad instalada de 9,8 MW y capaz de generar cerca de 16,5 GWh al año. La participación del proyecto es de aproximadamente 0,05 % dentro de la matriz energética.
- **Parque eólico Jepírachi [11].** Es el primer parque eólico desarrollado en el país por EPM. Tiene 15 aerogeneradores de 1,3 MW cada uno, con una potencia total instalada de 19,5 MW. El proyecto entró en funcionamiento el 19 de abril de 2004.

Hasta la fecha, estos son los dos proyectos registrados de generación de energía eléctrica con FNCER en el país.

### Plan de expansión de energía en Colombia

Gracias al Plan de Expansión de Referencia, Generación y transmisión 2014-2028 de la UPME se identificaron posibles alternativas de expansión a mediano y largo plazo. Uno de los escenarios planteados considera la participación de algo más del 10 % en FNCER en capacidad instalada hacia el 2028, con una generación que oscila entre el 2,5 y el 7,5 % de la producción total en el periodo de análisis.

Para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), el PEN establece que "... los posibles generadores con FNCER con potencia nominal mayor de los 20 MW de

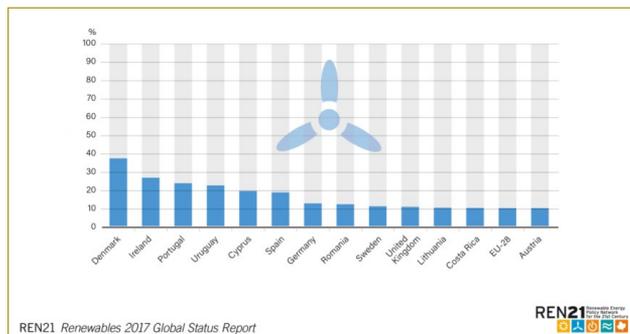
capacidad deberán cumplir los requisitos establecidos por la CREG para tal efecto, es decir, que cada proyecto debería construir una conexión independiente”.

## ENERGÍAS NO CONVENCIONALES EN EL EXTERIOR

Como tercera etapa, se revisaron los casos de otros países, con el fin de analizar el resultado de su implementación. Para la selección de los casos de estudio se tienen en cuenta aspectos como el contexto sociopolítico del país, la conformación de la matriz energética, similitud con la matriz colombiana, por lo que se dio preferencia a los países ubicados en Latinoamérica.

### Caso Uruguay

Según el informe *Renewables 2017 Global Status Report* [10], elaborado por REN21, Uruguay es el cuarto país con mayor participación de energía eólica dentro de su matriz energética, 23 % en 2016, frente a Dinamarca, que tiene una participación del 38 %, Irlanda con 27 % y Portugal con 24 % [11] (figura 2).

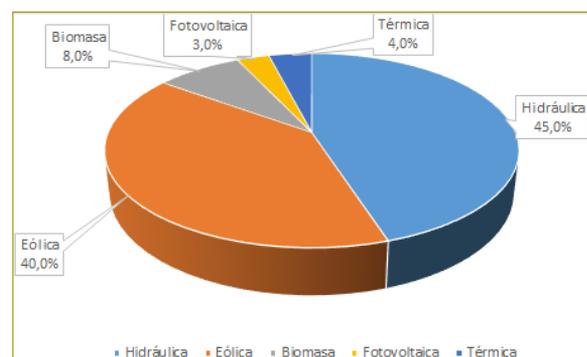


**Figura 2.** Matriz energética de Uruguay: enero a junio de 2016.  
Fuente: [10].

La administración del mercado eléctrico en Uruguay está a cargo de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), creada en 1997. De acuerdo con información disponible en el sitio web de la ADME, se encuentra que actualmente hay más de 60 participantes en el mercado de energía, con una capacidad instalada de 4650,5 MW. Sin embargo, sólo 174,5 MW de dicha potencia instalada se comercializan en un mercado *spot*, es decir, un 3,7 %; el resto se comercializa en el “mercado de contratos a término”. Cabe señalar que, de dicha potencia instalada, el 26,4 % corresponde a energía eólica, el 8,5 % a energía solar fotovoltaica y el 5,6 % a biomasa, para un

total de 40,6 % de potencia instalada en FNCER. Más adelante se muestra la composición de la matriz energética uruguaya de enero a junio de 2018 [12] (figura 3).

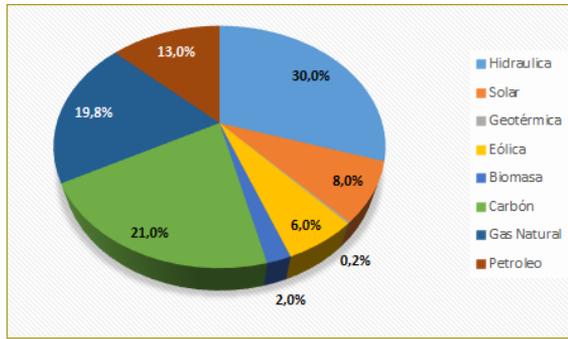
Así mismo, en el artículo 72 del Decreto 360/002 [13] se determina que “ Toda generación que no califique como central de despacho libre está sujeta al despacho del Despacho Nacional de Cargas (DNC) y deberá cumplir con los procedimientos de programación y despacho que establece este reglamento”. Se denomina central de despacho libre a toda central con una capacidad instalada inferior o igual a 5 MW, y sin embargo éstas pueden optar por ser despachadas por el DNC. Lo anterior explica la existencia de pequeñas centrales eléctricas en la matriz energética uruguaya, donde la planta participante en el mercado *spot* con menor potencia instalada es la planta eólica del Lavadero de Lanas Blengio S.A., con una potencia de 1,8 MW.



**Figura 3.** Matriz energética de Uruguay: enero a junio de 2016.  
Fuente: [10].

### Caso Chile

El caso chileno es de especial interés, dado el creciente desarrollo que ha tenido el país en los últimos años en términos de energías renovables. Aunque la primera instalación ERNC (energías renovables no convencionales) de Chile data del año 2007, con la promulgación de la Ley 20.257, el desarrollo de estas tecnologías ha tenido lugar en el periodo 2012-2016. Durante este periodo se incrementó la capacidad instalada en 340 %, desde los 949 MW del año 2012 hasta los 4155 del año 2016, según datos de la Asociación Chilena de Energías Renovables A.G. (Acera). Las FNCER más desarrolladas han sido la energía solar fotovoltaica y la eólica [14]. De acuerdo con datos de las empresas generadoras de Chile, a diciembre de 2017 este país cuenta con una capacidad



**Figura 4.** Composición de la matriz energética en Chile a diciembre de 2017.

Fuente: [17].

instalada neta de 22.369 MW. A continuación se muestra la matriz chilena a dicha fecha [15] (figura 4).

Uno de los factores principales para el crecimiento del país en términos de FNCER fue la voluntad política de desarrollo de este tipo de tecnologías, independiente de la ideología del partido político en el mando. Específicamente, cabe destacar la promulgación de la Ley Corta I (año 2004) y la Ley Corta III (2008), cuyo objetivo principal fue facilitar la incorporación de las ERNC a la matriz energética y su operación en el mercado, y posteriormente la Ley 20.698 de 2013, que establece la proyección de la participación de las FNCER en generación en el futuro de la siguiente manera:

- **2025.** 20 % de ERNC, sin incluir grandes hidroeléctricas (considerando sólo represas hidroeléctricas menores de 20 MW).
- **2035.** 60 % de energías limpias, incluyendo las grandes hidroeléctricas (con potencia instalada mayor de 20 MW).
- **2050.** 70 % de energías limpias, de los cuales un 30 % sean FNCER [18].

De este modo, se logró que a julio de 2017 la participación de las FNCER en la matriz energética chilena fuera del 15 %, principalmente en proyectos de generación fotovoltaica, mientras que en 2009 el aporte de las FNCER era del 2,7 %.

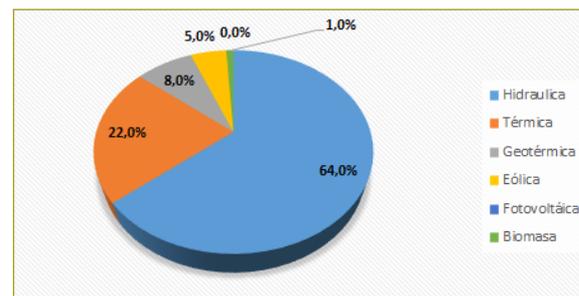
### Caso Costa Rica

Otro caso de gran interés es el de Costa Rica, que el año pasado logró un marca histórica en la que el 100 % de su energía provino de energías limpias por un periodo de más de 300 días; es decir, que su sistema eléctrico

operó durante este lapso sin prender las plantas térmicas a base de hidrocarburos [19].

Costa Rica se consolidó en los últimos tres años como un modelo de generación eléctrica renovable, basado en las cinco fuentes limpias de la matriz nacional: agua, geotermia, viento, biomasa y sol. Entre el 1.º de enero de 2014 y el 21 de diciembre de 2017, el país superó los 1.000 días de producción 100 % limpia, según los datos del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Durante este periodo la generación a partir de fuentes renovables pasó de tener una participación en la matriz energética del 89,68 % en 2014 al 99,68 % en 2017 [20].

A continuación se detalla la matriz energética de potencia instalada a 2015 en Costa Rica [21] (figura 5).



**Figura 5.** Potencia instalada en Costa Rica, 2015.

Fuente: [21].

Sin embargo, gracias a la construcción de nuevos proyectos de generación eléctrica con energías limpias, pese a que la potencia instalada de centrales térmicas es de 22,36 %, en el balance energético se tiene que las fuentes térmicas aportaron únicamente el 1,01 % de los 10.713,65 GWh que se produjeron en 2015. En la tabla siguiente se muestra la matriz energética de energía producida durante el primer semestre de 2017, según datos del Centro Nacional de Control de Energía (Cence) [22] (tabla 2).

**Tabla 2**  
Matriz energética Costa Rica. 2015 [22]

Fuente	Energía producida en el 2015 [GWh]	Porcentaje
Hidráulica	8066,58	75,29
Geotérmica	1375,63	12,84
Eólica	1079,51	10,08
Térmica	108,12	1,01
Solar	82,28	0,77
Biomasa	1,53	0,01
<b>Total</b>	<b>10.713,65</b>	<b>100,00</b>

Fuente: [22].

De la matriz energética mostrada previamente cabe destacar que en el modelo costarricense predomina el uso de la generación hidráulica, que aporta firmeza y regulación al sistema, permitiendo agregar fuentes variables, como la eólica y la solar. El agua se mantiene como el principal sostén del país, al pasar de representar 66 % hace tres años a 77 % en 2017. Durante el periodo de 2014 a 2017, pasó de generar 6717 GWh a 8343 GWh. Así mismo, la geotermia se consolida como la segunda fuente de energía limpia en el país, al acumular 12,6 % de la generación entre 2014 y 2017.

Adicionalmente, la generación eólica tuvo un crecimiento del 60 % durante estos tres años. En 2014 contribuyó con 7,2 %, mientras que en 2017 llegó a 10,9 %. En términos de capacidad instalada se muestra como la de mayor desarrollo de la última década, con un aumento de 545 %. Por su parte, la generación por biomasa se mantuvo en niveles estables, alrededor de 0,7 % en este periodo, mientras que la energía solar se muestra incipiente: pasó de 0,01 % en 2014 a 0,02 % en 2017, con una capacidad instalada de 27 MW.

### Caso Argentina

El caso argentino es de interés debido que, al igual que en Colombia, existe un mercado de energía mayorista (MEM), donde se comercializa la energía eléctrica a gran escala. Por esta razón, en la presente sección se describirá la actualidad argentina en cuanto a energías renovables y su comercialización en mercados mayoristas. Según datos de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa), el país suramericano presenta un crecimiento promedio anual del 1,7 %, alcanzando una potencia instalada total de 34.951 MW hacia el primer cuatrimestre del 2017 [23]. La energía eléctrica es producida, en su mayoría, a partir de combustibles fósiles e hidroeléctricas (figura 6). Cabe anotar que las hidroeléctricas cuya potencia instalada es inferior a los 50 MW se encuentran contempladas dentro del conjunto de “Otras renovables” (figura 7).

La principal fuente de energía renovable son las hidroeléctricas, sumando una potencia instalada de 11.101 MW, lo que representa un 33,1 % del total de la capacidad instalada.

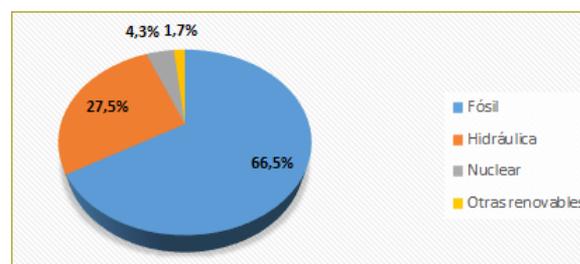


Figura 6. Matriz energética de Argentina: marzo de 2018.

Fuente: [24].

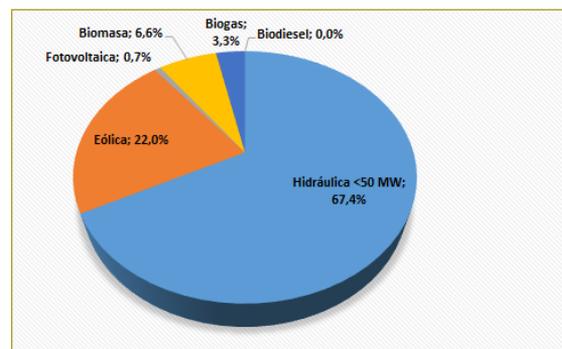


Figura 7. Composición de “Otras renovables”. Argentina, 2018.

Fuente: [24].

En cuanto a la generación con fuentes renovables, su participación sigue siendo baja en la matriz energética: apenas 29,2 %. Por esta razón, en el país suramericano se estableció el “Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes de energía destinada a la producción eléctrica”, mediante la Ley 27.191 de 2015, en cuyo artículo 8 se establecen las metas mínimas de porcentaje de crecimiento del consumo a partir de fuentes de energías renovables al 31 de diciembre de cada año, respecto al total del consumo propio de energía eléctrica:

- **2017**, mínimo 8 % del consumo propio.
- **2019**, mínimo 12 % del consumo propio.
- **2021**, mínimo 16 % del consumo propio.
- **2023**, mínimo 18 % del consumo propio.
- **2025**, mínimo 20 % del consumo propio.

Por tal motivo se creó el mercado a término renovable (Mater), regulado por la Resolución MEyM 281-E-2017, con el objetivo de estimular las inversiones en generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. En este mercado, los grandes usuarios (comercios e industrias con consumos de electricidad relevantes) podrán negociar la compra de energía renovable a generadores y comercializadores.

Pueden, incluso, asegurar hasta el 100 % de su aprovisionamiento eléctrico a partir de fuentes renovables. O pueden también adquirir únicamente los escalafones mínimos mencionados con anterioridad.

### Caso Brasil

El sector eléctrico en Brasil es de particular interés por ser el más grande de Suramérica, con una capacidad instalada a 2017 de 150.421 MW, de acuerdo con información del Ministerio de Minas y Energía (MME) [25], valor que se incrementa hasta los 156.271 MW al incluir la potencia de importación contratada. Adicionalmente, es un caso de análisis clave para el presente estudio, puesto que al igual que el caso colombiano, Brasil obtiene la mayoría de su energía eléctrica a partir de fuentes hídricas, en especial de su más grande central hidroeléctrica en la represa de Itaipú (figura 8).

Se observa que Brasil tiene un gran desarrollo en generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía, alcanzando un 80,62 % de la potencia instalada; en cambio el total de centrales con combustibles fósiles alcanza sólo un 18,1 % y apenas el 1,3 % corresponde a generación con centrales nucleares.

Todo esto hace posible la generación de casi 550 TWh de energía al año en 2017, repartidos tal como se muestra en la tabla siguiente (tabla 3).

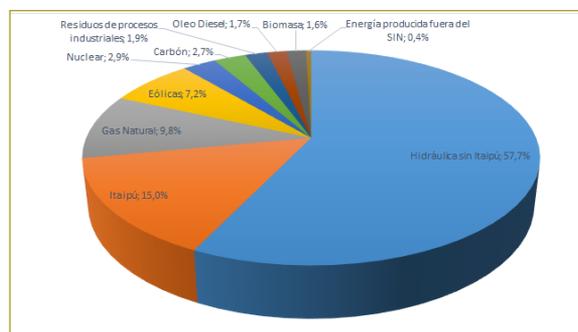


Figura 8. Matriz eléctrica de Brasil, 2015.

Fuente: [25].

El actual modelo institucional del sector eléctrico brasileño, creado en 2004 y regido por la Ley 10.848 y por el Decreto 5163, establece que las concesionarias, las permisionarias y las autorizadas del servicio público de distribución de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN) deben garantizar, mediante licitaciones en el modo de subasta, el suministro a la totalidad de su mercado, en el ambiente de contratación regulada (ACR).

### CONTRASTE DE COLOMBIA CON EL EXTERIOR

A continuación se pueden evidenciar algunas diferencias importantes con respecto al contexto nacional, que dificultan el ingreso de las FNCER al MEM. En la tabla siguiente muestra una comparación de los escenarios estudiados con respecto al escenario colombiano (tabla 4).

Tabla 3  
Composición de la potencia instalada en Brasil

Fuente	Número de centrales	Capacidad instalada [MW]	Generación distribuida [MW]	Total [MW]	Porcentaje
Hidráulica	1259	96.925	5	96.930	64,5
Gas natural	156	12.965	--	12.965	8,6
Biomasa	504	14.001	--	14.001	9,3
Petróleo	2220	8877	--	8877	5,9
Carbón mineral	13	3389	--	3389	2,3
Nuclear	2	1990	--	1990	1,3
Gas industrial	37	1925	--	1925	1,3
Eólica	413	10.124	5	10.129	6,7
Biogás	29	119	--	119	0,10
Solar	44	24	61	84	0,02
Desconocida	30	150	12	162	0,10
<b>Total</b>	<b>4707</b>		<b>83</b>	<b>150.421</b>	<b>100</b>
Importación contratada				5850	
<b>Total disponible</b>				<b>156.271</b>	

Fuente: [25].

**Tabla 4**  
Comparación de Colombia con el mundo en términos de FNCER y su comercialización

País	Potencia instalada [MW]	Energía producida anual [GWh]	Matriz energética		Límite de potencia para el mercado spot [MW]	Comentarios sobre la comercialización de energía con FNCER
			Participación de FNCER	Participación de energías limpias*		
Colombia	16.837,5	66.839,0	1 %	70,6 %	20	Ningún generador FNCER alcanza el mínimo de participación.
Uruguay	4650,5	12.292,0	51 %	96,0 %	5	Principalmente contratos y una parte en el mercado spot ( $\approx$ 4%).
Chile	23.728,6	74.224,0	15-17 %	55,0 %	0,5-2	Principalmente contratos.
Costa Rica	3068,0	10.713,7	21,4 %	99,6 %	N/A	La autoridad reguladora de servicios públicos asigna las cuotas de participación de cada central.
Argentina	36.150,0	136.466,0	1,7 %	29,2 %	1	Para el ingreso al MEM, un generador debe producir más de 4380 MWh.
Brasil	156.221,0	549.763,7	10,8 %	82,5 %	N/A	Se realiza por contratos, principalmente.

\* En esta columna se mide la participación de las fuentes de energía en la matriz energética de cada país, incluyendo las grandes hidroeléctricas.

Fuente: Elaboración propia.

Una de las principales barreras que se observan para que las FNCER entren al MEM es el límite de potencia mínimo para la participación de una central en el mercado de energía mayorista. Mientras que en Colombia este mercado está disponible únicamente para las centrales con una potencia instalada superior a los 20 MW, este límite es 1, 2 y hasta 5 MW en el caso más elevado de los países estudiados (Uruguay), lo que permite evidenciar que este límite es cuatro veces mayor en Colombia que en el resto de los países. Así pues, si suponemos que las principales centrales de FNCER, la granja solar Yumbo (9,8 MW) y el parque eólico Jepírachi (19,5 MW), estuviesen reguladas por una de las legislaciones estudiadas, ambas centrales podrían comercializar su energía en el MEM.

Adicionalmente, resulta interesante comparar la legislación colombiana con la regulación brasileña. Mientras que en Colombia se permite el acceso al MEM de centrales con potencia instalada mayor de 20MW, en Brasil aquellas centrales hidroeléctricas con potencia instalada mayor de 30 MW, así como las centrales térmicas cuya eficiencia sea superior al 75 %, deben por ley comercializar su producción eléctrica en ACR (ambiente de contratación regulado). En otras palabras,

mientras que en Colombia las grandes hidroeléctricas participan en el MEM, en Brasil, que presenta una alta participación del recurso hídrico en su matriz energética, la energía producida por las grandes hidroeléctricas es comercializada únicamente por contratos regulados.

Por otro lado, dos de los casos más representativos de crecimiento de centrales a partir de FNCER que se observaron fueron Chile y Uruguay. En ambos países dicho crecimiento fue impulsado por un plan estratégico nacional, que en el caso chileno se tradujo en la legislación de las metas que hay que alcanzar en términos de migración de la matriz energética hacia el uso de energías renovables.

En Colombia, por su parte, uno de los escenarios planteados por el Plan de Expansión de Referencia, Generación y Transmisión 2014-2028, de la UPME, considera la participación de algo más del 10 % en FNCER en capacidad instalada hacia el 2028. Para la misma fecha la legislación chilena espera haber superado el 20 % de participación de FNCER en su matriz energética.

Por último, se observa cómo en varios países la comercialización por contratos representa el medio más importante para la venta de energía producida por FNCER, lo que corresponde a la forma como se comercializa actualmente en Colombia.

## CONCLUSIONES

Con el estudio realizado se pudo evidenciar la importancia de determinar los objetivos de crecimiento de la generación a partir de las fuentes no convencionales de energía.

En varios de los países incluidos en este documento se puede observar el crecimiento de la participación de este tipo de energías en la matriz energética del país, reduciendo así la generación de energía eléctrica a partir de fuentes fósiles.

Aunque se encontró que en varios países las centrales de FNCER pueden comercializar la energía producida en el mercado *spot*, por las diferencias con respecto a la regulación, se pudo observar que en los casos de mayor éxito de aumento de la generación con este tipo de tecnologías la energía producida se comercializa a través de contratos (regulados y no regulados) a mediano y largo plazo.

La metodología de comercialización que se utiliza actualmente en Colombia para las grandes centrales de FNCER (Yumbo y Jepírachi) hace que, por potencia instalada inferior a 20 MW, éstas no puedan participar en el MEM.

Producto de la comparación del contexto colombiano con respecto a otros países se evidencian dos diferencias importantes. La primera es que el límite de potencia instalada mínima exigida para poder comercializar en el mercado de energía mayorista es mucho mayor en Colombia que en otros países, lo que representa una primera barrera de entrada de este tipo de centrales al MEM; la segunda es lo que se observa en los planes estratégicos de cada país en relación con la integración de este tipo de energías dentro de la matriz energética; en este aspecto se encontró que las metas colombianas son menos ambiciosas que en el resto de los países, y que adicionalmente aún no están incluidas en la legislación nacional, para hacer estas directrices de obligatorio cumplimiento.

En lo referente a las perspectivas del proyecto de elaboración de un modelo del MEM en Matlab, se puede concluir que la inclusión de las nuevas centrales de generación a partir de FNCER no representa un escenario realista con respecto al contexto nacional, pues hasta el momento ninguna de las centrales existentes cumple los requisitos de entrada a este mercado, y la mayoría de los proyectos de generación con FNCER están orientados hacia la autogeneración y la cogeneración, figuras que

son reguladas por la CREG de acuerdo con las resoluciones 030 de 2018 y 024 de 2015.

## REFERENCIAS

- [1] Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Eléctrico Nacional. Congreso de la República de Colombia, 13 de mayo de 2014.
- [2] Resolución 024 de 2015. Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Colombia, 13 de marzo de 2015.
- [3] Resolución 030 de 2018. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Colombia, 26 de febrero de 2018.
- [4] Resolución 281 de 2017. Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala. Unidad de Planeación Minero Energética. Colombia, 5 de junio de 2017.
- [5] Documento CREG-026. Análisis de comentarios a la Resolución CREG 121 de 2017. Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Colombia, 26 de febrero de 2018.
- [6] Subdirección de Energía Eléctrica - Grupo de Generación (2017). Informe Mensual de Variables de Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano, diciembre de 2017. Tomado de [http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2017/Informe\\_de\\_variables\\_Dic\\_2017.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2017/Informe_de_variables_Dic_2017.pdf).
- [7] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2015). Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. Tomado de [http://www.upme.gov.co/docs/pen/pen\\_idearioenergetico2050.pdf](http://www.upme.gov.co/docs/pen/pen_idearioenergetico2050.pdf).
- [8] EPSA (2017). Empezó a generar energía Celsia Solar Yumbo, primera granja fotovoltaica de Colombia. Tomado de <https://www.epm.com.co/site/home/institucional/nuestras-plantas/energia/parque-eolico>.
- [9] EPM (2018). Parque eólico Jepírachi. Tomado de <https://blog.celsia.com/sala-de-prensa/empezamos-a-operar-la-granja-de-energia-solar>.
- [10] REN21 (2017). Renewables 2017 Global Status Report. Tomado de [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399\\_GSR\\_2017\\_Full\\_Report\\_0621\\_Opt.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf)
- [11] *El Observador* (2017). Uruguay es el cuarto país con mayor participación de energía eólica en la matriz eléctrica. Tomado de <https://www.elobservador.com.uy/uruguay-es-el-cuarto-pais-mayor-participacion-energia-eolica-la-matriz-electrica-n1104203>.
- [12] Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) (2018). Composición Energética de Uruguay por Fuente. Tomado de <http://www.ute.com.uy/SgePublico/ConsComposicionEnergeticaXFuente.aspx>.
- [13] ADME (2002). Decreto N° 360/002. Tomado de [http://www.ursea.gub.uy/web/mnormativo2.\nsf/1E3C65383A743ED98325794B0061ADFB/\\\$file/ATT4K0RL.pdf](http://www.ursea.gub.uy/web/mnormativo2.\nsf/1E3C65383A743ED98325794B0061ADFB/\$file/ATT4K0RL.pdf).
- [14] Cruzate, J. (2017). El mercado de energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile: un sector de éxito, incertidumbres y futuros. *Cuadernos de Energía*, pp. 5-8, 2017. G-Advisory Chile, Grupo Garrigues.
- [15] Generadoras de Chile (julio de 2017). Características de sistemas eléctricos en el territorio nacional. Tomado de <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>.

- [16] Energía estratégica (julio de 2017). Los pasos de Chile para llegar a una matriz energética del 60 % con renovables al 2035. Tomado de <http://www.energiaestrategica.com/los-pasos-chile-llegar-una-matriz-energetica-del-60-renovables-al-2035/>.
- [17] *Revista Semana* (2017). Costa Rica cumple 300 días usando únicamente energías renovables. Tomado de <https://sostenibilidad.semmana.com/medio-ambiente/articulo/costa-rica-cumple-300-dias-usando-unicamente-energias-renovables/38998>.
- [18] Gobierno de Costa Rica (2017). Sistema eléctrico de Costa Rica se consolida como modelo de generación renovable. Tomado de <https://presidencia.go.cr/comunicados/2017/12/sistema-electrico-de-costa-rica-se-consolida-como-modelo-de-generacion-renovable/>.
- [19] Grupo ICE (2017). Costa Rica: matriz energética. Un modelo sostenible, único en el mundo. Tomado de [https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/8823524c-7cc7-4cef-abde-a1f06e14da0e/matriz\\_folleto\\_web2.pdf?MOD=AJPERES&CVID=I8SK4gG](https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/8823524c-7cc7-4cef-abde-a1f06e14da0e/matriz_folleto_web2.pdf?MOD=AJPERES&CVID=I8SK4gG).
- [20] Gobierno de Costa Rica (2017). País redujo generación térmica 90 % el año pasado. Tomado de <http://gobierno.cr/pais-redujo-generacion-termica-90-el-ano-pasado/>.
- [21] Ministerio de Energía y Minería (2017). Estadísticas de hidroelectricidad en Argentina. Tomado de <https://www.minem.gob.ar/www/844/26044/estadisticas-de-hidroelectricidad-en-argentina>.
- [22] Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) (2015). Síntesis del mercado eléctrico mayorista de la República Argentina. Tomado de [https://www.cnea.gob.ar/es/wp-content/uploads/2018/05/SINTESIS\\_MEM\\_2018\\_3.pdf](https://www.cnea.gob.ar/es/wp-content/uploads/2018/05/SINTESIS_MEM_2018_3.pdf).
- [23] Ministério de Minas e Energia (MME) (2017). Capacidade Instalada de Geração Elétrica Brasil e Mundo (2016). Tomado de <http://www.mme.gov.br/>.