

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PROYECTO DE DECRETO

“Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones”

1. ANTECEDENTES, OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA

ESTRATEGIA Y COMPROMISOS AMBIENTALES

Durante los últimos años, en el país se ha trabajado por un crecimiento sostenible bajo en carbono, que garantice el bienestar económico, social y ambiental de la población en el largo plazo, sin dejar de lado la equidad y reducción de la pobreza.

Como parte de este trabajo, en el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 “*Todos por un Nuevo País*” se incorporó como estrategia transversal, para la consolidación de los tres pilares del Plan Nacional de Desarrollo (Paz, Equidad y Educación), la estrategia de crecimiento verde.

Esta estrategia reconoce como enfoque fundamental el crecimiento compatible con el clima, planteando acciones necesarias en materia de mitigación ante el cambio climático como la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (en adelante “**GEI**”) por parte de los diferentes sectores productivos del país, y la deforestación y degradación evitada.¹

La estrategia de crecimiento verde busca un desarrollo sostenible que garantice el bienestar económico y social de la población en el largo plazo. Además, que con esta estrategia se asegure que la base de los recursos provea los bienes y servicios ecosistémicos que el país necesita y el ambiente natural sea capaz de recuperar ante los impactos de las actividades productivas.

Para desarrollar esta estrategia, Colombia ha trabajado en 3 objetivos de mediano plazo: i) avanzar hacia un crecimiento sostenible y bajo en carbono; ii) proteger y asegurar el uso sostenible del capital natural y mejorar la calidad y la gobernanza ambiental; y iii) lograr un crecimiento resiliente y reducir la vulnerabilidad frente a los riesgos de desastres naturales, y frente al cambio climático.

En el primero de estos se busca priorizar opciones de desarrollo y crecimiento del país, basados en la innovación y aumento en la productividad de los recursos, la producción sostenible, la reducción de los costos de contaminación y la mitigación al cambio climático,

¹ Departamento Nacional de Planeación (2014). Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018: Todos por un nuevo País.

con cambios hacia procesos más eficientes e incluyentes que maximicen los beneficios económicos, sociales y ambientales, propendiendo por la equidad y la reducción de la pobreza.

Para esto se ha requerido del esfuerzo de los sectores productivos, focalizado en maximizar las sinergias entre la generación de crecimiento económico y la gestión ambiental. Se busca incidir sobre las tendencias de desarrollo de los sectores productivos con el fin de iniciar cambios en la calidad y tipo de servicios y productos hacia una senda de crecimiento verde, así como mejorar el desempeño ambiental de los procesos productivos a través del uso eficiente de los recursos naturales, la eficiencia energética y el desarrollo bajo en carbono, lo cual se refleja en beneficios económicos, sociales y ambientales.

Una de las acciones propuestas dentro del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 para impulsar la transformación de los sectores hacia sendas más eficientes es la incorporación de energías renovables y la implementación de la eficiencia energética en los diferentes sectores en el marco de la Ley 1715 de 2014.

Mediante la Ley 1665 de 2013, Colombia aprobó el Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) hecho en Bonn, Alemania, el 26 de enero de 2009, como parte del trabajo para alcanzar un crecimiento sostenible bajo en carbono. Este Estatuto tiene por objetivo promover la implantación generalizada y reforzada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable. Además, considera las prioridades nacionales internas y los beneficios derivados de un planteamiento combinado de energía renovable y medidas de eficiencia energética, así como también de la contribución de este tipo de energía a la conservación del medio ambiente.

Adicional a esto, mediante el Decreto 298 de 2016, el Gobierno Nacional adoptó la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC). Esta estrategia tiene como objetivos, entre otros: i) identificar y valorar acciones que estarán encaminadas a evitar el crecimiento acelerado de las emisiones de GEI a medida que los sectores crecen; ii) desarrollar planes de acción de mitigación en cada sector productivo del país (PAS) con impacto en emisiones GEI; iii) establecer metas de reducción de emisiones en el largo plazo acordes con el contexto y la realidad nacional y concordantes con las decisiones y estándares internacionales; y iv) crear o promover las herramientas necesarias para su implementación, incluyendo los aspectos de política, regulatorios y financieros a fin de lograr la reducción de la tendencia de emisiones de GEI.

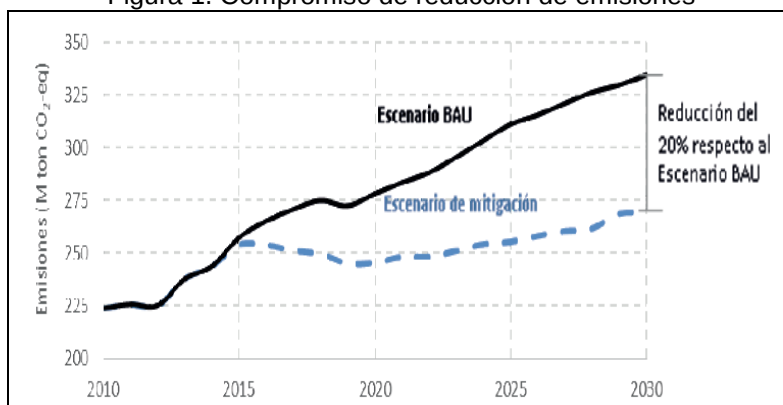
Con el objetivo de dar cumplimiento a los objetivos, el Ministerio de Minas y Energía mediante la resolución MME 90325 de 2014, adoptó como línea de política de reducción de emisiones para el sector de energía eléctrica, la promoción de fuentes no convencionales de energía renovable en el Sistema Energético Nacional con criterios de confiabilidad y sostenibilidad medioambiental, social y económica, lo cual hace necesario que se dicten lineamientos de política pública que promuevan la entrada de este tipo de tecnologías al Sistema Energético Nacional.

Paralelo a esto, el 12 de diciembre del 2015, durante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en el COP21, Colombia adoptó un nuevo acuerdo legalmente vinculante de reducir sus emisiones de GEI para el 2030. Dicho compromiso fue ratificado con la Ley 1844 de 2017 en la que acoge el cumplimiento del compromiso de reducir sus emisiones de GEI en un 20% con respecto a las emisiones proyectadas para el año 2030, de acuerdo con lo consignado en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC).

Con el fin de establecer el compromiso en millones de toneladas de CO₂ equivalente (MTon CO₂eq), fue necesario realizar un inventario de GEI para el 2010, el cual estuvo a cargo del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM). Esta entidad reportó que el país produjo 224 Mton de CO₂eq² para ese año, y que el sector Minas y Energía fue responsable de 29,4 Mton de CO₂eq (13,12%), de las cuales 10,1 Mton CO₂eq (4,5%) corresponde al sector de generación de energía eléctrica³.

Una vez conocido el estado inicial de las emisiones, se estableció el escenario *Business as Usual* (en adelante “**BAU**”) sobre el cual el país se comprometió a reducir las emisiones de GEI. El escenario fue construido de manera separada para cada uno de los sectores productivos, consultando expertos, con base en supuestos macroeconómicos, análisis de políticas actuales y prospectivas, y consultando información oficial del IDEAM sobre la trayectoria histórica de las emisiones⁴. Este se presenta en la Figura 1.

Figura 1. Compromiso de reducción de emisiones



Fuente: Documento de Gobierno Nacional: Contribución prevista y determinada a nivel nacional iNDC.

Este escenario considera que las emisiones para el 2020 serán de 278 Mton CO₂eq, mientras que para el 2030 serán de 335 Mton CO₂eq. Para este último año, las emisiones

² Gobierno de Colombia. Contribución prevista y determinada a nivel nacional iNDC. pág.5.

³ Minminas (2017). Preparación IV sesión Comisión Intersectorial de Cambio Climático – CICC. (ppt). Fuente: Homologación De Emisiones IPCC a sectores cartera (Ministerios Sectoriales).

⁴ Op.cit. Gobierno de Colombia. pág.6

del Sector de Minas y Energía se proyectan en 54,11 Mton CO₂eq⁵ (16,15%), de las cuales el sector de Generación de Energía Eléctrica emitiría 18,27 Mton CO₂eq⁶ (5,45%) considerando el escenario 7 del Plan de Expansión de Generación y Transmisión de Referencia 2014-2028 de la Unidad de Planeación Minero Energética (en adelante “**UPME**”).

Es así como la meta nacional para el 2030 se definió en reducir 67 Mton CO₂eq (20%) para todo el país. Es decir, en el año 2030 el país deberá emitir menos de 268 Mton CO₂eq.

Con esta meta, en la Comisión Intersectorial de Cambio Climático se definió el compromiso por ministerios, de tal manera que se lograra el compromiso nacional. Para el Ministerio de Minas y Energía se le asignó la meta de reducir 11,13 Mton CO₂eq⁷ (3,32% del total de emisiones en 2030, y 16,61% de la meta total de reducción).

En pro al cumplimiento de esta meta, el Ministerio de Minas y Energía, desde la oficina de Asuntos Ambientales, contrató un estudio⁸ para determinar el plan de acción de mitigación del sector Minero Energético, en el que se propone trabajar sobre 4 líneas estratégicas desde los sectores Energía, Minas e Hidrocarburos, así: i) generación de energía eléctrica; ii) gestión de la demanda; iii) emisiones fugitivas; y iv) eficiencia energética.

Para cada línea se establece un potencial de reducción con el que se alcanzan 11.2 Mton CO₂eq, así:

Tabla 1. Potencial de Mitigación para el sector Minero Energético

Potencial de Mitigación en 2030	Mton CO ₂ eq	Min	Max
Generación	4.74	4.74	4.74
Gestión de la demanda	2.01	1.91	2.13
Emisiones Fugitivas	3.24	2.66	4.65
Eficiencia Energética	1.21	0.90	1.91

Fuente: Unión Temporal OPTIM – UniAndes. Informe 5.

Para el caso de la generación, el potencial se calcula considerando dos líneas de acción: a) diversificación de la matriz de generación eléctrica; y b) utilización de sistemas híbridos diésel-renovables en Zonas No Interconectadas (ZNI).

⁵ Comisión Intersectorial de Cambio Climático (2017). Priorización sectorial de medidas para el cumplimiento de la reducción de emisiones en la contribución nacionalmente determinada de Colombia.

⁶ Emisiones del Escenario 7 del Plan de expansión de Generación 2014 – 2028 realizado por la UPME. Información suministrada por la Oficina de Asuntos Ambientales del Ministerio de Minas y Energía.

⁷ Comisión Intersectorial de Cambio Climático (2017). Priorización sectorial de medidas para el cumplimiento de la reducción de emisiones en la contribución nacionalmente determinada de Colombia.

⁸ Unión Temporal: OPTIM – UniAndes. (2016). Plan de Acción de Mitigación del Sector Minero Energético y Propuesta Regulatoria para la inclusión de Cambio Climático en la planeación del Sector. Informe 5. Propuesta plan de implementación.

En la primera línea, el potencial es calculado considerando una matriz de generación eléctrica con una mayor participación de energías renovables no convencionales y menor participación de fuentes de carbón (Escenario 14 – Plan de expansión 2014-2028 de la UPME), en comparación con el escenario base que fue considerado como el escenario BAU (Escenario 7 – Plan de expansión 2014-2028). Y para la segunda línea se considera la instalación de 900 kW de fuentes con base en diésel, 1000 kW de energía solar y 600 kW de fuentes con base en biomasa en ZNI.

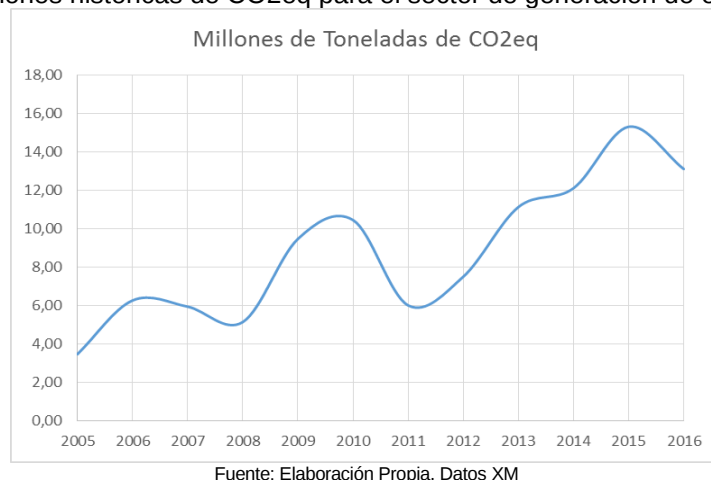
En conclusión, la meta de reducción para el Ministerio de Minas y Energía es de 11,13 MTon CO₂eq, de las cuales se espera una reducción de 4,74 MTon CO₂eq con el sector de generación de energía eléctrica. Es decir, para el año 2030 las emisiones del sector de generación de energía eléctrica deberán ser menores de 13,53 MTon CO₂eq, correspondientes al 26% de reducción respecto del escenario BAU (18,27 Mton CO₂eq).

EMISIONES HISTÓRICAS DE CO₂eq DEL SECTOR DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En la Figura 2 se pueden observar las emisiones anuales de CO₂eq en millones de toneladas, emitidas por el sector de generación de energía eléctrica desde el 2005 hasta el 2016. Estas han pasado de 3,46 a 13,10 millones de toneladas, creciendo a una tasa del 278,3% en 11 años o lo que es igual a una tasa de crecimiento compuesta del 12,86% anual.

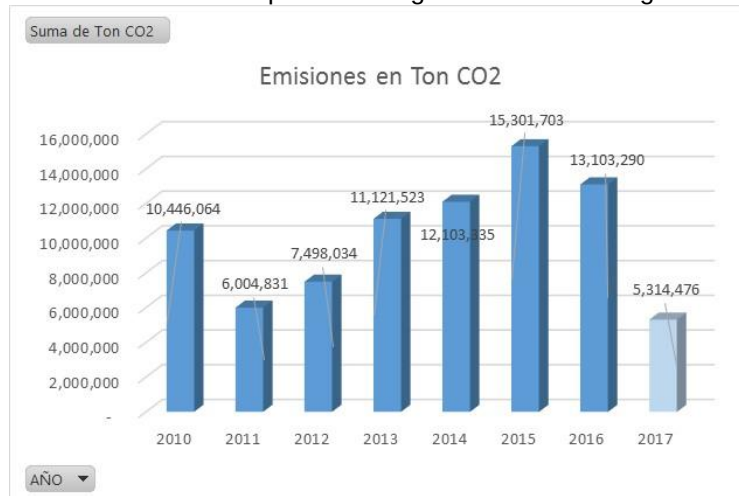
Dada la composición del parque de generación colombiano, las emisiones pueden variar mucho de un año a otro. En los períodos secos debido a la generación térmica, las emisiones aumentan, pero en los períodos húmedos debido a los aportes hídricos y por tanto la generación hidráulica, las emisiones bajan considerablemente.

Figura 2. Emisiones históricas de CO₂eq para el sector de generación de energía eléctrica.



Lo anterior se puede observar también en la Figura 3 donde la emisiones en el 2011 decrecen considerablemente con respecto al valor obtenido para el 2010, esto coincide con el Fenómeno de La Niña que se presentó en ese año. De igual forma, debido al período de lluvias que se ha tenido durante el 2017, desde enero hasta noviembre el sector de generación de energía eléctrica ha emitido 5,3 millones de Toneladas de CO2eq disminuyendo considerablemente las emisiones con respecto al año anterior.

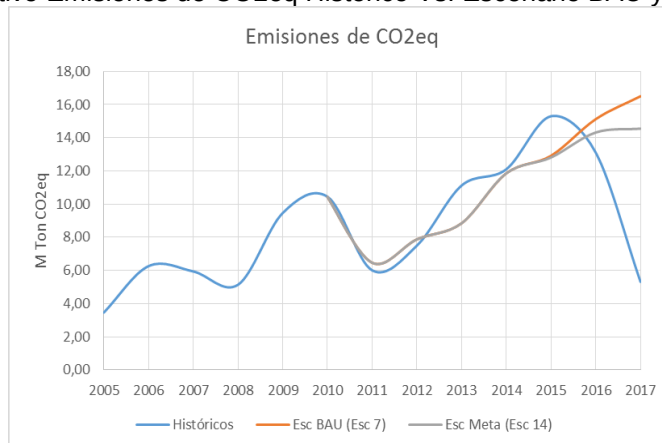
Figura 3. Emisiones de CO2eq. Sector de generación de energía eléctrica (2010-2017)



Fuente: Elaboración Propia. Datos XM.* Las emisiones del 2017 comprende lo corrido del año hasta Noviembre.

Al finalizar el año 2017, se alcanzarían emisiones muy por debajo a las planteadas en el cumplimiento a la meta del COP21, dadas las condiciones climáticas de este año. Sin embargo, si se observa el comportamiento de las emisiones desde el 2013 hasta el 2015 (Figura 4) se observa que los valores obtenidos se encuentran por encima del escenario BAU, que se estableció como meta.

Figura 4. Comparativo Emisiones de CO2eq Histórico Vs. Escenario BAU y Escenario Potencial



Fuente: Elaboración Propia. Datos XM y Oficina de Asuntos Ambientales MME.

Por lo tanto, a pesar de que el sector de generación de energía eléctrica del país, es un sector 'limpio', por su composición predominantemente hídrica, esta misma característica lo hace vulnerable a la variabilidad climática que se viene presentando en los últimos años.

De acuerdo con lo anterior, la necesidad de cumplir con los compromisos pactados desde el ámbito del sector de generación de energía eléctrica implica entre otros, cambios en las matrices de producción y consumo y su transición hacia un menor uso de combustibles fósiles.

Así mismo, la adaptación y mitigación de los efectos del cambio climático en el parque generador contempla la diversificación del portafolio de generación de energía eléctrica de manera que sea más resiliente ante la variabilidad climática. El logro de estos objetivos unido a la agenda nacional de desarrollo sostenible propicia la integración de fuentes no convencionales de energía de carácter renovable (en adelante "**FNCER**").

LA DIVERSIFICACIÓN COMO UNA ESTRATEGIA PARA LA RESILIENCIA

Una matriz de generación confiable, resiliente y eficiente está compuesta por diversas fuentes y tecnologías de generación, que garantizan, en conjunto, la prestación costo-efectiva del servicio de energía eléctrica.⁹ Si bien la regulación no debe buscar *per se* la cuantificación precisa de una meta específica de diversificación de la matriz energética¹⁰, si debe reconocer la necesidad de la diversificación¹¹ para mantener confiabilidad, desarrollar resiliencia y fomentar eficiencia tanto en la operación del parque generador como en su formación de precios.

La composición del mix de generación requiere una oferta diversa, sin que esto signifique máxima diversificación; requiere reducir la dependencia de una sola fuente y/o tecnología, reconociendo que un conjunto variado de alternativas aporta costos y características de desempeño diferentes que fortalecen la robustez del sistema.¹²

La Figura 5¹³ muestra las características ambientales, de costo y de desempeño para varias tecnologías de generación. Es claro que ninguna fuente o tecnología de generación cumple con todas las características para proveer un sistema confiable, resiliente y eficiente. Cada tecnología tiene sus propias limitaciones y en muchas instancias es complementaria con otras.

⁹ Ensuring Resilient and Efficient Electricity Generation.

¹⁰ Metododos analíticos para Diversidad y Seguridad Energética: Optimización de Portafolios.

¹¹ *Ibid.*

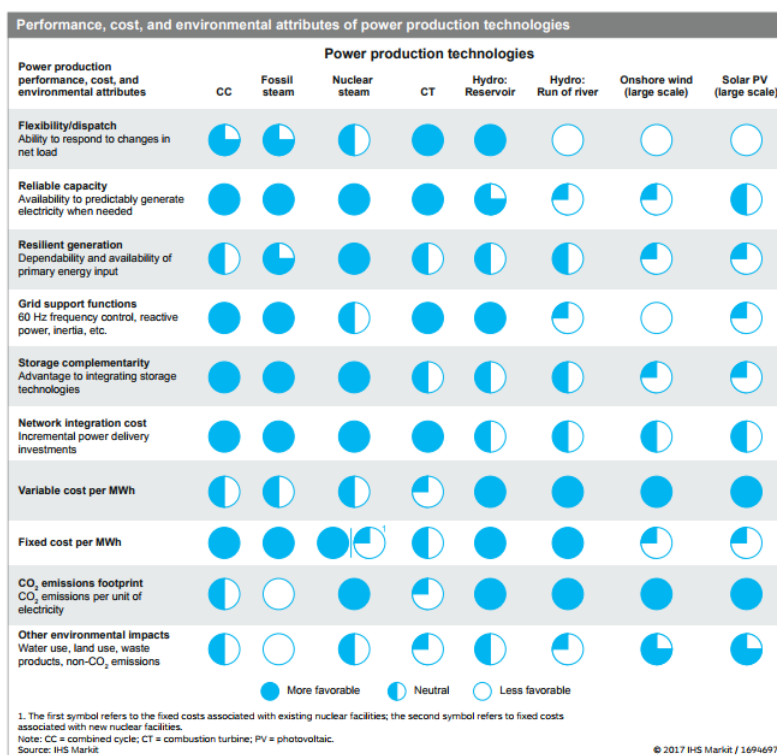
¹² *Ibid.*

¹³ *Ibid.*

En este marco, la Figura 6 muestra la evolución de la matriz energética Colombiana en términos de porcentaje de generación por fuente durante los últimos cinco años. La marcada dependencia del recurso hídrico implica que el sistema asume un alto riesgo cuando queda expuesto no solo a posibles eventos climáticos extremos, sino también a fluctuaciones abruptas en los precios de aquellos combustibles fósiles con una alta correlación.

Una mayor diversificación de la oferta energética conllevaría a una mayor robustez y menores consecuencias nacionales adversas ante eventos externos extremos de cambio climático o volatilidad de precios de combustibles fósiles. Cuando el sistema tiene una mayor variedad de plantas de generación con características complementarias, puede adaptarse mejor ante cualquier tipo de cambio de estado externo.

Figura 5. Características comparativas de tecnologías de generación de energía eléctrica

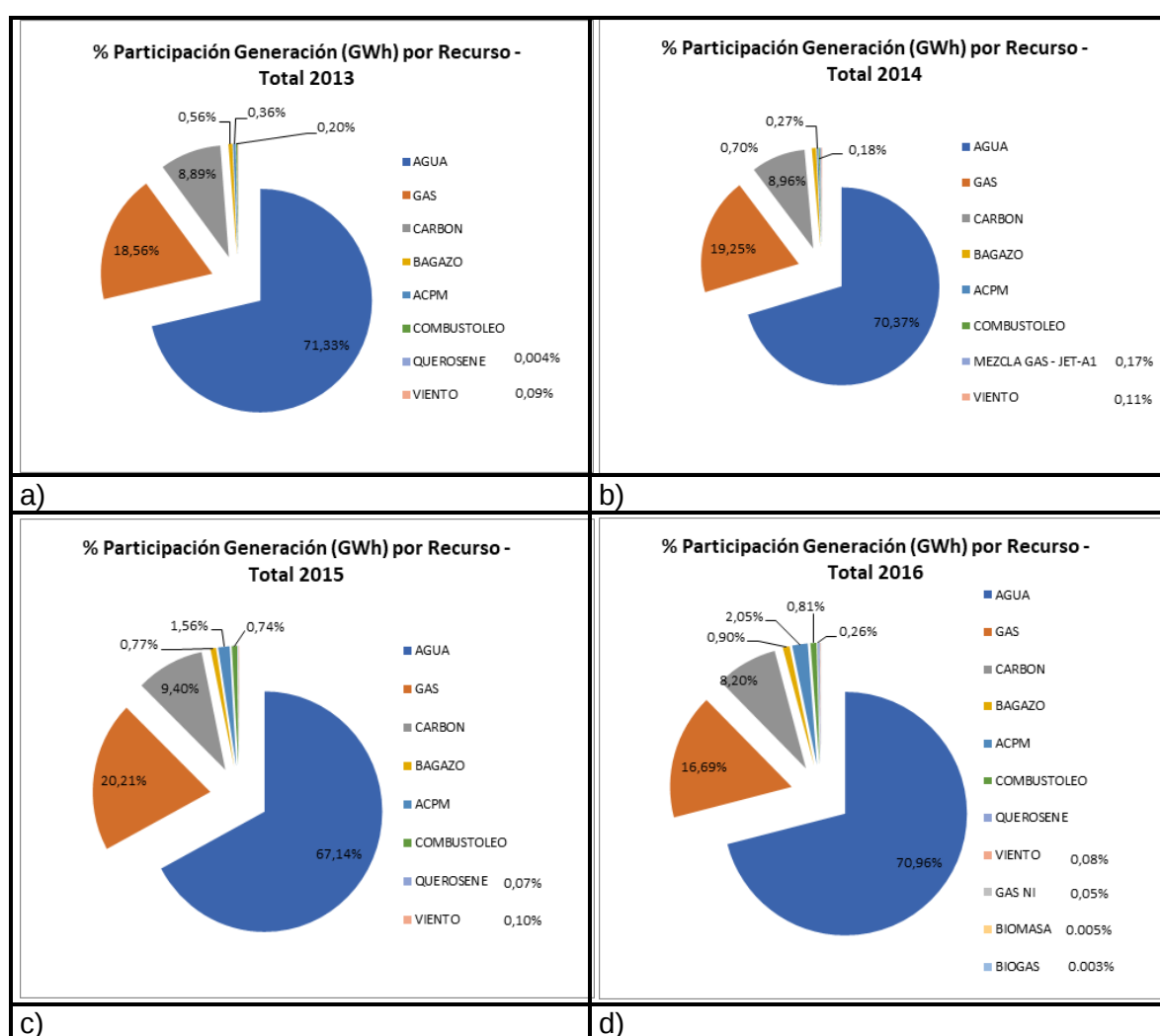


Por ejemplo, de acuerdo con un estudio del Banco Mundial, el paulatino calentamiento del planeta tiene efectos marcados en la generación de energía eléctrica debido a que el aumento de las temperaturas modifican el patrón y la cantidad de la demanda, los flujos hidrológicos que garantizan una correcto abastecimiento de la generación hidroeléctrica y la eficiencia de la generación térmica que requiere un importante abastecimiento de agua para procesos de enfriamiento.

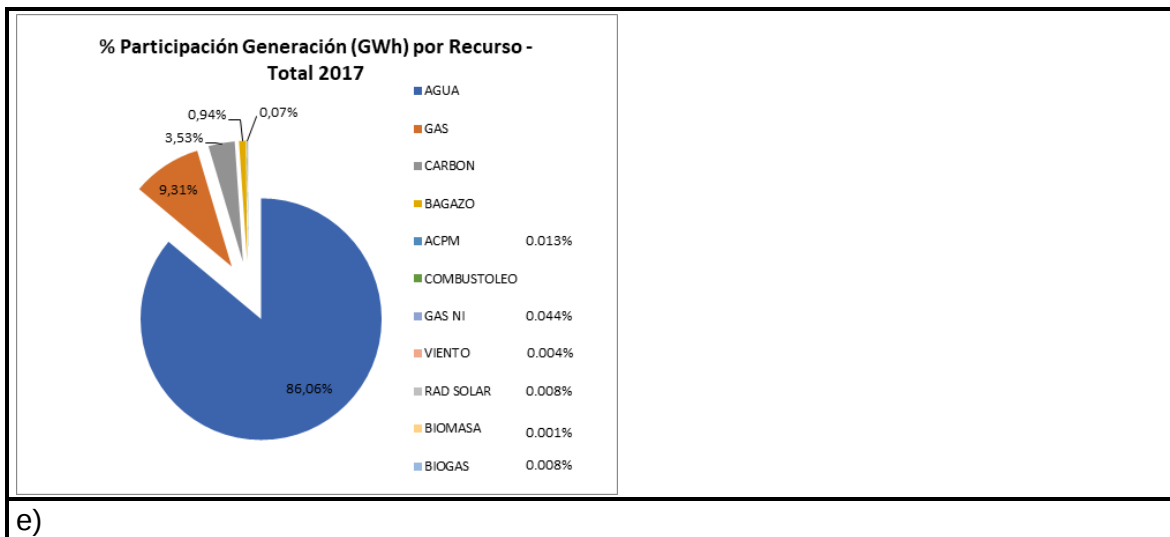
Para el Sistema Eléctrico Colombiano, un resultado robusto ocurriría entonces cuando un fenómeno climático como el mencionado, u otros, como un posible desabastecimiento o un alza repentina de precios de un determinado combustible, tiene un mínimo efecto tanto en la operación como en la formación de los precios de generación.

Dado el alto grado de aversión al riesgo inherente a la prestación del servicio, la diversificación del parque generador refleja una respuesta de política racional para evitar resultados catastróficos operativa, financiera y socialmente.¹⁴

Figura 6. Participación por fuente de generación en la matriz energética colombiana durante los últimos cinco años.



¹⁴ Diversity of Generation Technologies: Implications for Decision-Making and Public Policy



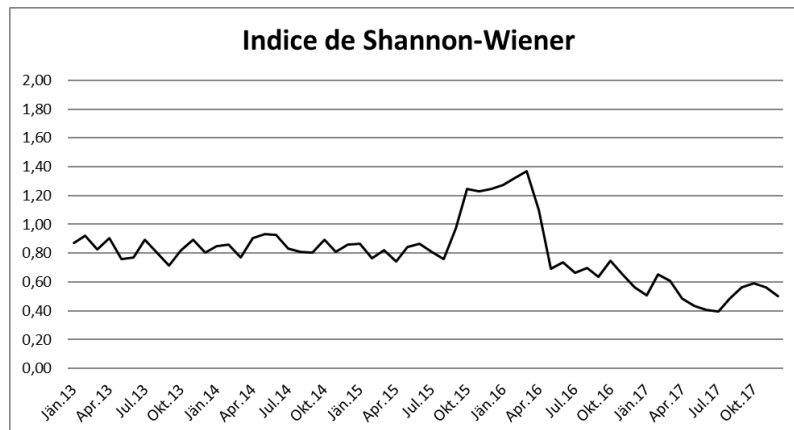
La diversificación de un parque generador es analizada principalmente desde tres teorías:

- El índice de Shannon-Wiener (SWI)
- El Índice Herfindahl-Hirschman (HHI)
- La teoría de Portafolios de Media-Varianza

Cada metodología presenta ventajas y limitaciones en el cálculo y aplicación al contexto de la generación de energía eléctrica, y en general, no existe un consenso académico y/o práctico internacional sobre cuál es la mejor metodología para evaluar la diversificación de una matriz. A continuación se presenta el análisis y cálculo de los índices SWI y HHI para la matriz colombiana.

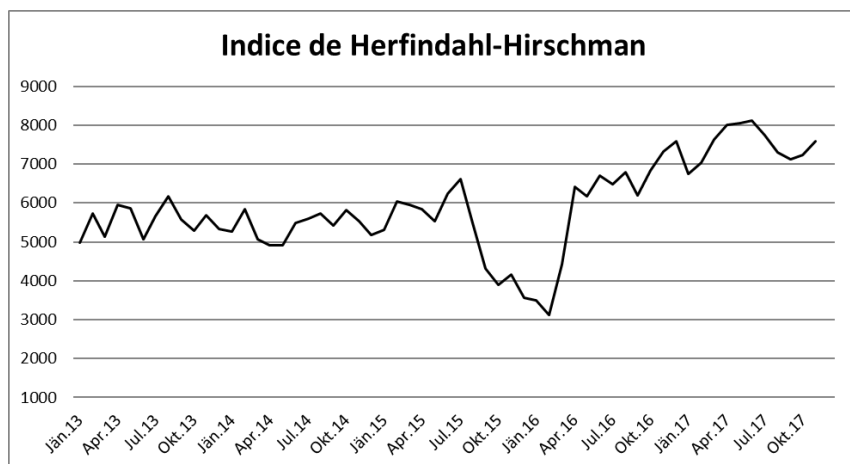
El índice de Shannon – Wiener fue formulado para la medir la diversidad ecológica y es muy común su aplicación para la medición de la diversificación de matrices de generación. El índice toma un valor teórico extremo de 6.9, aunque un valor deseable de diversificación de una matriz de generación es generalmente 2. La matriz de generación de Estados Unidos por ejemplo presentaba índices de SWI de 1.45 en 2000 y 1.11 en 2008. En contraste, en la Figura 7 se puede observar la evolución del índice SWI para la matriz colombiana, que mantiene un promedio de 0,8 entre 2013 y mediados de 2015 y presenta máximos valores para el periodo 2015-2016, lapso que coincide con el último Fenómeno de El Niño. Además, la matriz presenta el índice más bajo de los últimos 5 años en la segunda mitad de 2017 debido al fuerte aumento de las lluvias en el país en los últimos meses de 2017.

Figura 7. Índice de Shannon-Wiener para el parque de generación colombiano 2013 - 2017



El **Índice de Herfindahl-Hirschman HHI**, en contraposición al SWI mide la concentración en un determinado sector económico y es utilizado para evaluar el poder mercado de las firmas. Su aplicación para evaluar la diversificación de una matriz de generación arroja un valor máximo esperado de 2000. La Figura 8 muestra el HHI para la matriz colombiana durante los últimos 5 años. El comportamiento del HHI del mix de generación colombiano es muy parecido al SWI, con un promedio de 5500 durante el periodo 2013-2015, y alcanzando un mínimo durante el último Fenomeno de El Niño (2015-2016). El récord máximo de 8000 se alcanzó en el tercer trimestre del 2017, lo que ratifica la alta dependencia que el parque generador colombiano tiene del recurso hidráulico.

Figura 8. Índice de Herfindahl-Hirschman para el parque de generación colombiano 2013-2017



De acuerdo con la teoría de portafolios, la diversificación no debe limitarse a la maximización del rendimiento esperado y/o la minimización del riesgo de un determinado portafolio (i.e., conjunto de activos de generación). Por el contrario, la diversificación significa gestionar el riesgo a un costo aceptable considerando tanto el grado como la

naturaleza de la aversión al riesgo del inversionista, en este caso aquella inherente a la prestación del servicio.

Esto implica que en un estado deseable de diversificación, un sistema tendría componentes de generación heterogénea caracterizados por disparidad mutua, que garantizaría que la ocurrencia de eventos adversos afecten las fuentes y/o tecnologías de diferente manera, sin poner en riesgo la prestación del servicio. Sin embargo, como se mencionó, la diversificación *per se* no debe ser un objetivo, sino que la elección de la diversificación debe recaer en su habilidad por propender el cumplimiento de otros objetivos, tales como resiliencia, disminución de emisiones de GEI, desarrollo sostenible, entre otros.

Así mismo, la adición de nueva capacidad al sistema debe procurar el cumplimiento de dichos objetivos, mediante una combinación óptima y complementaria que resulta en un mix donde la diversificación debe ser un medio para la alcanzar dichos objetivos. La complementariedad se refiere a las características de una tecnología individual para compensar por las deficiencias y/o desventajas de otras (i.e., correlaciones negativas de activos en un determinado portafolio) de manera que el riesgo total del portafolio es menor que el riesgo de cada activo individual.

Adicionalmente, la valoración de la nueva adición de capacidad depende en mayor medida del grado de articulación que esta posea con el parque existente (i.e., valoración de la adición de un nuevo activo financiero en un portafolio existente) que de la evaluación independiente de las ventajas y/o desventajas de cada tecnología.

Sin embargo, aunque la diversificación sea un resultado colateral, es de anotar que combinaciones extremas de portafolios (i.e., baja diversificación) implican en general, asumir un riesgo muy alto, al tener, como en el caso Colombiano, una dependencia demasiado alta de una sola tecnología en la matriz de generación, mas allá de que el mix sea costo-eficiente.

La diversificación del parque generador a través de un amplio portafolio de fuentes energéticas tanto descentralizadas como centralizadas, se convierte entonces en un plan integral de contingencia para incrementar la resiliencia, la adaptabilidad y la flexibilidad del sistema eléctrico ante grandes incertidumbres climáticas y así mismo disminuir la vulnerabilidad del sector ante sequías severas. En el caso colombiano, un mayor nivel de diversificación está relacionado entre otros con la resiliencia del sistema y la seguridad energética, evitando por ejemplo, que ante una emergencia climática, no se tenga que recurrir solo a la generación termoeléctrica aumentando considerablemente las emisiones de GEI y ocasionando efectos devastadores en la economía debido a sus altos costos de producción.

El creciente uso de FNCER en la matrices de generación mundiales han sido principalmente un resultado de cumplir con restricciones medioambientales, sin embargo esto ha desencadenado en una estrategia de diversificación tecnológica y espacial

Página 12 de 20

aprovechando la naturaleza modular de las FNCER y su complementariedad con fuentes de generación convencionales.

EXPERIENCIAS DE IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMAS DE CONTRATOS A LARGO PLAZO

A continuación se enuncian experiencias de varios países en los que se han implementado mecanismos para la incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable:

Perú

Perú ha intentado implementar en dos ocasiones subastas dirigidas a tecnologías de generación eléctrica específicas. La primera vez en el año 2008 el país organizó una subasta en la que sólo podían participar fuentes de energía hidroeléctrica, la cual resultó sin gran éxito y con oferentes limitados. Posteriormente en febrero de 2010, Perú volvió a aplicar un mecanismo similar en una subasta para contratar fuentes de generación renovable en el marco del Decreto Legislativo 1002¹⁵. En esta ocasión se contrataron: i) alrededor de 150 MW de capacidad instalada a través de fuentes eólicas con un precio promedio de \$80 USD/MWh; y ii) alrededor de 160 MW de capacidad instalada a través de pequeñas centrales hidroeléctricas y 90 MW a través de plantas solares por medio de un contrato de duración de 20 años. La siguiente tabla muestra los resultados resumidos de esta asignación:

Fuente	Cantidad de energía requerida [GWh/año]	Cantidad de energía contratada [GWh/año]	Precio máximo [USD/MWh]	Precio promedio de contrato [USD/MWh]
Biomasa	813	143	120	63.35
Eólica	320	571	110	80.35
Solar	181	173	269	221.10
Pequeña central hidroeléctrica	500	161.71	74	59.90

Tailandia

La Autoridad Generadora de Electricidad de Tailandia (EGAT por sus siglas en inglés) es la entidad estatal responsable de la generación y transmisión eléctrica en Tailandia. Esta entidad es responsable de más del 60% de la electricidad generada en Tailandia, controla todo el sistema de transmisión, y también la distribución a unos pocos grandes consumidores. EGAT ha llevado a cabo varios programas de expansión de la capacidad de generación a través de productores de energía independientes (IPP por sus siglas en

¹⁵ El Decreto Legislativo 1002 tiene como objeto "promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad."

inglés), pequeños productores de energía (SPP por sus siglas en inglés) y productores de energía muy pequeños (VSPP por sus siglas en inglés).

EGAT ha adquirido energía de productores de energía privados basados en esquemas mediante los cuales los productores privados construyen las instalaciones y se convierten en los propietarios únicos de los activos sin tener que transferirlos al gobierno al finalizar el período del contrato. La estructura de pago se basa en los resultados y se realiza en el marco de los acuerdos de compra de energía (PPAs por sus siglas en inglés), que se asignan a los inversores después de un proceso de licitación competitivo siguiendo un diseño de subasta de sobre cerrado de primer precio. Los pagos resultantes de estos acuerdos se dividen en dos componentes: i) pago de disponibilidad (destinado a cubrir los costos fijos); y ii) pago de energía (para el reembolso de los costos de la energía realmente producida).

Específicamente el programa para pequeños productores de energía se enfocó en desarrollos pequeños y requisitos particulares sobre el tipo de plantas que pueden ser elegibles. Para este caso se requirieron fuentes renovables no convencionales como eólica, solar, pequeñas centrales hidroeléctricas y biomasa.

Ontario

En octubre de 2003, el gobierno de Ontario inició un proceso de solicitud de propuestas para satisfacer su creciente demanda de electricidad en medio de retrasos en la renovación de sus plantas nucleares existentes y la eliminación progresiva del uso del carbón. La solicitud de propuestas inicial fue por 300 MW de capacidad instalada de energía renovable. Los oferentes tenían que cumplir con los criterios técnicos y financieros sujetos a aprobación. Luego de esto, las ofertas se evaluarían únicamente con base en el costo de la energía. Paralelamente, el gobierno preparó un proceso de solicitud de propuestas separado por 2.500 MW de nueva generación o respuesta de la demanda.

En 2006 la Autoridad Eléctrica de Ontario¹⁶ expresó su preocupación por el déficit de suministro de energía en el futuro y decidió facilitar la organización de subastas de contratos de energía para crear señales de precios de largo plazo con el fin de fomentar el desarrollo de nueva capacidad. La primera subasta se realizó el 28 de febrero de 2006 y se vendieron dos tipos de contratos: i) trece contratos con término de cinco años en bloques de 25 MW para un total de 325 MW; y ii) cinco contratos con término de un año en bloques de 5 MW para un total de 25 MW.

¹⁶ La Autoridad Eléctrica de Ontario era una entidad independiente y sin ánimo de lucro responsable de: asesorar la adecuación de largo plazo de los recursos eléctricos de Ontario, pronosticar la demanda futura, adquirir nuevas fuentes de suministro, transmisión, respuesta de la demanda, entre otras. En enero del 2015 la Autoridad Eléctrica de Ontario se fusionó con el Operador del Sistema Eléctrico.

El formato elegido fue una subasta simultánea de reloj ascendente en la que las empresas comerciales, y los usuarios industriales y comerciales actuaron como oferentes. Dado el resultado positivo de la primera subasta, se llevó a cabo una segunda poco después, vendiendo productos similares por un total de 550 MW. En diciembre del mismo año se realizó una tercera subasta en la que se incluyeron productos de carga base y de carga pico en un proceso competitivo entre múltiples vendedores y compradores.

California

A diferencia de la mayoría de regiones del mundo que han dependido de las *feed-in-tariffs*¹⁷ para desarrollar una fuerte base de energía renovable, California presentó un “mercado de subastas inversas” específicamente propuesto para estimular el desarrollo de fuentes de energía renovables. En septiembre de 2009, la Comisión de Servicios Públicos de California propuso permitir a los desarrolladores ofertar por contratos para instalar proyectos de energía verde. Así, una compañía de energía solar que ofreciera vender electricidad a una de las tres grandes empresas de servicios públicos de California por un precio menor que sus competidores ganaría un acuerdo de compra de energía. El sistema fue calificado como un *feed-in-tariff* del “mercado de subastas inversas” diseñado para evitar el pago de tarifas artificialmente altas por la electricidad producida.

China

China tiene uno de los portafolios de energía renovable más grandes del mundo, con una capacidad instalada de 42 GW (2005), compuesta principalmente por pequeñas centrales hidroeléctricas. En 2005 el gobierno chino anunció el objetivo ambicioso de lograr que el 16% del consumo de energía provenga de energía renovable en el 2020.

Hasta la promulgación de la ley de promoción de las energías renovables en 2006, China había adoptado un sistema de subasta para la generación eólica llamada la modalidad de concesión. En 2003 el gobierno introdujo un proceso competitivo de ofertas para el desarrollo de granjas eólicas para aumentar constantemente la capacidad instalada con este tipo de fuente con el menor costo posible. Después de años de altas tarifas de electricidad producida con fuentes eólicas, el gobierno esperaba que esa modalidad de concesión disminuyera y revelara el costo real de los parques eólicos en China. En el marco del programa de concesión de energía eólica, la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma invitó a inversores internacionales y nacionales para desarrollar parques

¹⁷ Los esquemas *feed-in-tariffs* han sido muy usados para incentivar la entrada en operación de plantas con base en fuentes no convencionales de energía renovable. Estos esquemas consisten en que el gobierno ordena a los comercializadores de energía a comprarle energía a generadores que utilizan fuentes renovables a un precio establecido administrativamente. Cabe resaltar que las ofertas se seleccionan por orden de llegada hasta que se completa una cuota deseada y no hay competencia entre los oferentes.

eólicos que sumaran una capacidad instalada de 100 MW en un lugar con potencial de viento.

Los oferentes ganadores obtuvieron la aprobación para desarrollar el proyecto seleccionado, un contrato de compra de energía para las primeras 30.000 horas de la operación del proyecto, interconexión de red garantizada, soporte financiero para extensión de red y acceso por carreteras, y condiciones preferenciales de impuestos y préstamos por parte del gobierno central. El respaldo del gobierno creó un ambiente de inversión comparativamente de menor riesgo para los desarrolladores de parques eólicos en China.

De esta manera, la primera ronda de ofertas fue en octubre de 2003, y se adjudicaron dos proyectos por 200 MW. Aunque los precios de oferta ganadores fueron significativamente más bajos que cualquier proyecto eólico anterior, estos estaban por debajo de los costos marginales de largo plazo. Por esta razón, los desarrolladores seleccionados tuvieron dificultades para obtener financiamiento, y la construcción del proyecto se retrasó. La siguiente ronda de negociación de 2004 a 2006 otorgó una capacidad adicional de 2.000 MW, el precio de oferta ganador para los proyectos de concesión eólica varió de \$4.6 a \$6.2 centavos de USD/kWh, mientras que el costo promedio (2011) de la energía eólica en China se estimaba entre 6.3 y 8 centavos de USD/kWh.

El esquema de concesión causó gran preocupación para la industria eólica en China porque las rondas de negociaciones resultaban en precios demasiado bajos para ser financieramente viables. Como resultado, se tuvieron incentivos reducidos para que los desarrolladores invirtieran en esta nueva industria. Además, el número de empresas que intentaron hacer una oferta para los proyectos de concesión cayó de la primera a la segunda ronda de concesiones, contrario a las expectativas de que el número de participantes aumentaría con la mayor visibilidad del programa y el éxito que se esperaba de las dos primeras concesiones.

Brasil

El primer apoyo formal del gobierno para un programa de energía renovable se llevó a cabo en 2002 con la creación del *“Programa de incentivos para energía alternativa”* (PROINFA). El objetivo de este programa era ampliar las fuentes renovables no convencionales de energía centrándose en pequeñas centrales hidroeléctricas, eólicas y de biomasa.

El PROINFA no fue un proceso competitivo *per se*, cuando se lanzó por primera vez, los mecanismos de subasta para los contratos de energía todavía no se habían establecido. Sin embargo, el programa ayudó para proporcionar un mecanismo de asignación para ayudar al gobierno a implementar su política sobre energías renovables.

Su primera fase estableció un *feed-in-tariff* diferenciado para contratar 3.300 MW de energía eólica, biomasa y pequeña hidroeléctrica en igualdad de condiciones. La energía producida por las plantas participantes debía ser adquirida por Eletrobras¹⁸, actuando para el sistema como un solo comprador. Luego de esto, Eletrobras revendió la energía a todas las compañías de distribución de electricidad en proporción a su cuota de mercado. Las tarifas pagadas (2010) para cada tecnología se muestran en la siguiente tabla:

Tecnología	Precio [USD/MWh]
Eólica	154
Biomasa	77
Pequeñas hidroeléctricas	96

Después del PROINFA, el gobierno decidió usar subastas para reducir el costo de las energías renovables, dejando de utilizar las *feed-in-tariffs* mostradas. La decisión del gobierno fue realizar subastas separadas diferenciadas por fuente de tecnología. Hasta el 2011, se habían llevado a cabo subastas de biomasa y energía eólica.

La primera subasta de tecnología específica para el mercado regulado se llevó a cabo en 2007 y solo podían participar energías renovables. Los resultados fueron decepcionantes con una participación muy limitada, la razón principal alegada fue que los posibles desarrolladores preferían vender la energía a grandes usuarios finales, es decir, aquellos clientes dispuestos a pagar un precio más alto por la energía debido a que eran elegibles para descuentos en el uso de la transmisión y sistema de distribución. Este hecho favoreció el comercio directo entre las fuentes renovables y el gran consumidor de energía.

En agosto de 2008 se realizó una subasta específica para biomasa con base en cogeneración de bagazo de caña de azúcar para comenzar operaciones en 2011 y 2012. La motivación para esta decisión fue el “boom” observado de etanol en 2006-2007 en Brasil, que fomentó una expansión de la producción de caña de azúcar y la instalación de nuevas plantas de etanol programadas para comenzar operaciones entre 2009 y 2012. Se realizó una subasta para contratar nueva energía de estas plantas para usar la expansión de la producción de etanol. El producto subastado fue un contrato de energía de 15 años con un monto fijo de energía correspondiente al promedio anual del perfil de las plantas de producción. Así, durante 2011 y 2012 se construyeron 2.400 MW de nuevas plantas de biomasa como resultado de la subasta. Aproximadamente el 60% de la capacidad se vendió en la subasta (1.500 MW de capacidad o 4.800 GWh/año) por un precio promedio de \$80 USD/MWh. Aproximadamente 2.700 GWh/año todavía están disponibles para ser vendidos en subastas futuras o directamente a grandes consumidores.

En diciembre de 2009 se llevó a cabo una subasta inversa para contratar energía eólica que se entregaría en 2012. Las motivaciones de esta subasta fueron aprovechar la crisis

¹⁸ Eletrobras es una entidad del gobierno responsable de la generación y distribución de energía eléctrica.

financiera mundial de 2008-2009 que redujo el costo de los equipos, y ampliar el desarrollo de esta tecnología en el país. Aproximadamente 11.000 MW de proyectos eólicos se registraron como vendedores en la subasta, la mayoría de ellos ubicados en la región noreste del país. Al igual que en todas las otras subastas de energía llevadas a cabo en Brasil, los generadores eran los vendedores y los consumidores los compradores. Durante la subasta, los consumidores no hacen ofertas y están representados por un precio límite, lo que significa que solo los vendedores hacen ofertas. El precio inicial de la subasta fue de \$105 USD/MWh y finalizó en \$86 USD/MWh luego de nueve horas de negociación durante 75 rondas, donde se comercializaron alrededor de 1.800 MW de capacidad. Los resultados de la subasta fueron una sorpresa, con precios más bajos que los estimados por los analistas del sector.

En agosto de 2010 se realizó otra subasta de renovables que resultó en la adjudicación de 2.900 MW adicionales que incluyen 70 parques eólicos (2.050 MW con precio promedio de \$75 USD/MWh), 12 plantas de cogeneración (713 MW con precio promedio de \$82 USD/MWh), y 7 pequeñas centrales hidroeléctricas (132 MW con precio promedio de \$81 USD/MWh).

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

El proyecto de decreto en mención aplica a los agentes del Mercado Mayorista de Energía, así como también a los usuarios no regulados del servicio de energía eléctrica.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1. Análisis expreso y detallado de las normas que otorgan la competencia para la expedición del correspondiente acto

Las competencias para la expedición de este proyecto de decreto se encuentran contenidas en el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política, así como en el artículo 2 de la Ley 143 de 1994, así como en los literales a) y e) del numeral 1 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014, y los numerales 4 y 5 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012.

3.2. La vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

En la actualidad no existen normas vigentes sobre la materia.

3.3. Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas, si alguno de estos efectos se produce con la expedición del respectivo acto

La reglamentación planteada es nueva, y fomenta la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable. Este proyecto de decreto adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015.

Página 18 de 20

3.4. Revisión y análisis de las decisiones judiciales de los órganos de cierre de cada jurisdicción que pudieran tener impacto o ser relevantes para la expedición del acto

No existen decisiones judiciales que generen impacto en la expedición del presente acto administrativo.

En este sentido, y dado el aval técnico, se considera que el proyecto de decreto es viable jurídicamente.

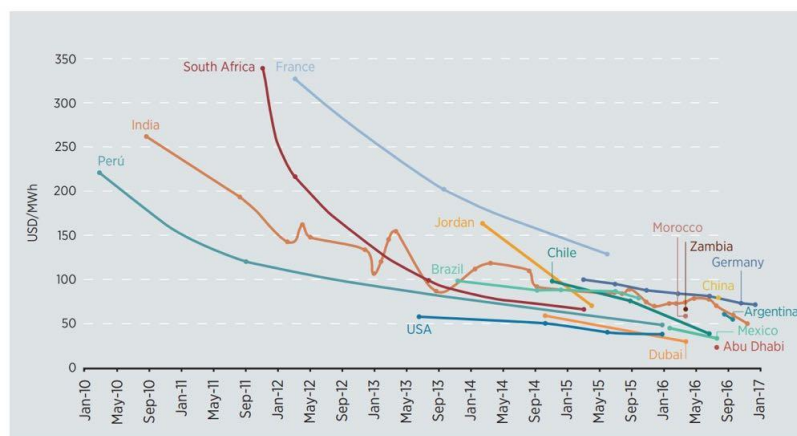
4. IMPACTO ECONÓMICO

El proyecto de decreto no representa ningún impacto económico negativo para el Ministerio de Minas y Energía y ninguna entidad del Gobierno Nacional.

Además los análisis muestran que la incorporación de FNCER en los sistemas energéticos fomenta la competencia, lo que resulta en una mayor eficiencia en la formación de precios de la energía eléctrica. El análisis histórico de los costos asociados con las FNCER muestra una significativa reducción como se puede ver en la Figura 9.

Figura 9. Evolución del precio promedio de subastas para paneles solares.

Figure 2.3 Evolution of average auction prices for solar PV, January 2010-February 2017



Notes: Prices are averages. On the rare occasion when multiple auctions occurred within the same month, the average price of those auctions is shown. In case of ambiguity regarding the auction's date, the date when the winning bids were selected and announced was taken as the main reference.

Sources: Based on data from BNEF (2016 a, b, c), ANEEL (2016), BnetzA (2017a), Bridge to India (2017a), Coordinador Eléctrico Nacional (2016), Eberhard and Käberger (2016), Elizondo-Azueta, Barroso et al. (2014), IFC (2016), Mahapatra (2016 a, b), MINEM (2016a, b), MNRE (2010), MNRE (2012), Ola (2016), Osinergmin (2016), Santiago and Sinclair (2017a, b), Shahan (2016).

Los costos resultantes de la implementación de esta herramienta serán trasladados vía tarifa a los usuarios de este servicio. Se espera que dichos costos sean menores que los costos actuales del Mercado de Energía Mayorista colombiano, tal como se muestra en la siguiente tabla:

PAÍS	Tecnología	Precio Medio USD/MWh
México (2016)	Precio Medio	33.47
Argentina (2016)	Precio Medio	53.34
Chile (2017)	Precio Medio	32.50
Perú (2016)	Eólica	36.84
	Solar	47.98
Uruguay (2011)	Eólica	65.00
Costa Rica (2016)	Solar	74.60
Colombia (Recorrido 2017)	Bolsa	35.14
	Contrato	55.89

5. DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

El presente proyecto de decreto no genera impacto en los recursos de la Nación, toda vez que los análisis necesarios para la implementación del mecanismo se realizarán en el marco de los convenios de cooperación que tiene el Ministerio de Minas y Energía con entidades del orden nacional y multilateral como USAID, BID, Banco Mundial y FDN.

6. IMPACTO MEDIO AMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL

Por medio de este proyecto de Decreto se promueve la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable lo que tendrá un impacto positivo en el medio ambiente al sustituir generación de energía convencionales fósiles como el carbón y el gas.

Igualmente se pueden tener efectos en la reducción de las emisiones de gases contaminantes, como consecuencia de la mayor utilización de tecnologías de generación limpias (renovables).

7. CONSULTA

El proyecto de decreto no está sujeto a consulta.

8. PUBLICIDAD

En cumplimiento a lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1609 de 2015, el presente proyecto de decreto se publicó para comentarios del público en la página web del Ministerio de Minas y Energía.

CAMILO TÁUTIVA MANCERA

Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y
Empresariales

JUAN MANUEL ANDRADE MORANTES

Jefe de la Oficina Asesora Jurídica

Proyectó: Manuel Socha – Julia Gutiérrez – Bibiana Cuartas – Julián Rojas
Revisó: Julián Rojas – Camilo Táutiva
Aprobó: Camilo Táutiva Mancera / Juan Manuel Andrade Morantes

Página 20 de 20