

MEMORIA JUSTIFICATIVA

RESOLUCION

“Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista”

1. ANTECEDENTES, OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA

Este documento presenta el análisis que sustenta la implementación de un mecanismo de contratación a largo plazo, complementario a los mecanismos de contratación existentes en el Mercado de Energía Mayorista -MEM- y que cumple con los objetivos de política establecidos en el Decreto 0570 de 2018, a saber: i) Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo; ii) Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes; iii) Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica; iv) Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional; v) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

El documento presenta un análisis y revisión exhaustivos de los mecanismos del Mercado de Energía Mayorista colombiano, los métodos, índices y consideraciones técnicas para seleccionar los criterios de evaluación del cumplimiento de los objetivos del Decreto 0570 de 2018, las experiencias internacionales y recomendaciones técnicas y financieras para el diseño de esquemas competitivos de asignación y selección del producto (contratos), la selección de los criterios de pre-calificación de participantes y la metodología de normalización y puntuación de los proyectos de generación de energía eléctrica de los participantes.

1.1 Mecanismos del Mercado de Energía Mayorista – MEM –

La Constitución Política de Colombia establece como deber del Estado el logro de la eficiencia en la prestación de los servicios públicos. Para ello crea el marco de la libre competencia en los servicios públicos, y admite la concurrencia de los particulares en este sector de la economía y, acentúa el papel regulador del Estado.

Para el sector eléctrico, mediante el artículo 7 de la Ley 143 de 1994 se establece que: “(...) En las actividades del sector podrán participar diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, los cuales gozarán de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de libre

competencia, de conformidad con los artículos 333, 334 y el inciso penúltimo del artículo 336 de la Constitución Nacional, y el artículo 3o. de esta Ley (...)"

Con el propósito de cumplir lo establecido en la ley se creó el Mercado de Energía Mayorista - MEM, que tiene dentro de sus objetivos establecer un conjunto de normas que regulen su funcionamiento en los aspectos relacionados con las transacciones comerciales realizadas entre los agentes que participan en ese mercado. En el marco de esta reglamentación se ha establecido, los siguientes mecanismos de mercado:

- **Transacciones horarias en la bolsa de energía.** En este mecanismo el generador hace su oferta de precio para cada día y su declaración de disponibilidad de generación para cada hora. Con base en las ofertas más económicas se seleccionan los recursos que serán despachados para abastecer la demanda hora a hora¹.

La formación del precio en este mecanismo se produce por dos puntas. De un lado XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P. construye la curva de oferta a partir de las ofertas individuales de cada generador, donde cada productor ofrece una cantidad determinada para cada hora del día siguiente a un precio promedio para todo el día y el operador las organiza de menor a mayor precio, generando una curva de oferta escalonada con pendiente positiva; por otro lado el operador realiza las proyecciones de demanda para la industria y construye la curva de demanda, la cual resulta escalonada con pendiente negativa. Los comercializadores representantes de los consumidores, no participan activamente en la bolsa dado que no realizan ofertas, pero participan de una manera pasiva en el sentido que sus excedentes y sobrantes de energía respecto a su demanda deben ser vendidos o comprados en bolsa².

Luego a través del pronóstico de demanda y la curva de oferta el operador determina el precio spot, el cual corresponde al último precio ofertado necesario para satisfacer la demanda. Este precio es pagado a todos los agentes en el sistema que son requeridos para abastecer la demanda.

En consideración este es un mecanismo de mercado de corto plazo, con resolución horaria, y un operador central del Sistema que es XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., encargado de administrar el Mercado Mayorista de Electricidad.

- **Contratos bilaterales financieros de energía.** Los contratos bilaterales son compromisos adquiridos por generadores y comercializadores para vender y comprar energía a precios, cantidades y condiciones contractuales negociadas libremente entre las partes. El mercado de contratos bilaterales es fundamentalmente un mercado financiero. La función de estos contratos es reducir la exposición a la volatilidad de precios en el mercado de corto plazo del generador y del usuario final. En este mecanismo se

¹ Botero, Juan P. Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia. En: Centro de Investigaciones y Economía y Finanzas, Universidad EAFIT. No. 15-05 2015

² Urrego A., Lilliam. Análisis de la correlación de largo plazo del precio spot en el mercado eléctrico colombiano. En: Cuadernos de Administración. Pontificia Universidad Javeriana. vol. 27, núm. 48, enero-junio, 2014, pp. 153-182

opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda y sin la intervención del operador del mercado, aunque los contratos deben registrarse en el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC³.

Este es un mecanismo de compra y venta de energía de mediano plazo, que se utiliza para mitigar el riesgo de la volatilidad de los precios de la bolsa de energía.

- **Subastas para la asignación de Obligaciones Energía Firme -OEF, del Cargo por Confiabilidad.** El propósito de esta subasta es asignar las Obligaciones de Energía Firme entre los generadores y los inversionistas para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía firme en el largo plazo a precios eficientes. La asignación de las OEF entre los distintos generadores e inversionistas, se realiza mediante subastas dinámicas. En estas transacciones del MEM participan activamente generadores e inversionistas, y la demanda está representada por una función de precio y cantidad de energía determinada por la CREG⁴.

La Obligación de Energía Firme de un generador, exigible en cada uno de los meses, los días o las horas, según sea el caso, durante el Período de Vigencia de la Obligación, se calculará teniendo en cuenta la ENFICC que comprometió en la Subasta, o en el mecanismo que haga sus veces, y el total de la energía asignada en esa Subasta. Como resultado de las subastas que se han realizado hasta el momento, se observa una tendencia hacia proyectos hidroeléctricos y térmicos a carbón⁵.

El objetivo del cargo por confiabilidad no es solo asegurar el suministro de energía en épocas de hidrología crítica sino también dar señales para la expansión en el largo plazo⁶.

El funcionamiento del sistema eléctrico Colombiano y en particular la actividad de generación, es libre y el uso de cualquier tipo de combustible por parte de los generadores hace parte de las decisiones de negocio que cada agente.

Por otra parte, la generación eléctrica requiere altos costos fijos, lo cual supone grandes barreras de entrada. Esto puede conllevar a la existencia de una estructura de mercado oligopólica, que en consecuencia traería precios más altos que el costo marginal operativo, debido a la posibilidad del ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes que participan en esta industria

Observando desde una vista global de la prestación del servicio de energía eléctrica, el costo de la generación de energía eléctrica G, es uno de los seis componentes de la cadena de prestación del servicio, que integra el costo unitario de prestación del servicio CU⁷. Este componente

³Ibid.

⁴ Resolución CREG 071 de 2006.

⁵ García H. Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia. FEDESARROLLO. 2013

⁶ Ibid.

⁷ Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 119 de 2007. CREG, 2007.

representa los costos de compra de energía por parte del comercializadores, llegando a ser en promedio el 46 % del CU⁸.

El reconocimiento de los costos máximos de compra de energía a usuarios finales regulados se realiza mediante mecanismos de mercado según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007, y se integra actualmente por la energía comprada mediante contratos bilaterales y la energía comprada en Bolsa⁹.

Los mecanismos de formación del componente G se están estudiando, considerando que la CREG estima que "no existe en el mercado de contratos una formación de precio tal que permita identificar un marcador de precio eficiente"¹⁰. Adicionalmente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el Documento CREG 106 de 2017, identifica fallas en el mercado posiblemente originadas en el riesgo covariado y externalidades negativas, valoración ineficiente del riesgo del crédito y distorsión del precio de energía, y baja profundidad de mercado de contratos e imposibilidad de determinar la liquidez del mismo, concentración vertical y horizontal del mercado.

En concordancia la ASOCIACIÓN NACIONAL DE EMPRESAS GENERADORAS - ANDEG mediante el documento ANDEG-002-217 "El Mercado de Contratos Financieros de Energía Eléctrica: Análisis y Propuestas"¹¹, expresa que si bien el mercado de contratos bilaterales es ampliamente utilizado en Colombia, el mismo tiene problemas de liquidez si se compara con referencia internacionales, y esto se puede relacionar a la baja estandarización de los contratos. Adicionalmente que la duración de los contratos es relativamente corta donde la mayoría de los acuerdos tienen plazos de menos de dos años.

Referente a las fallas de mercado, la literatura referencia como posibles deficiencias en la estructura competitiva de los mercados la concentración. Con el propósito de hacer un breve diagnóstico de esta problemática se realiza un análisis de este fenómeno en el Mercado Eléctrico Mayorista en Colombia, MEM.

Para la oferta de energía del MEM, en la Ilustración 1 se observa la concentración horizontal de agentes en referencia a la capacidad instalada (MW), donde un agente generador cuenta con la capacidad instalada de aproximadamente el 21%, seguido por otros generadores con 19 %, 18% y 9%, descendiendo de forma no homogénea, hasta tener un amplio número de agentes con pequeña capacidad. La concentración alcanza un alto nivel en el cual los 4 agentes con mayor capacidad instalada agregados tienen el 66% de la capacidad global de la oferta.

La concentración de la oferta, puede traer ineficiencias de mercado pues estos agentes podrían establecer precios altos en el mercado, sin un riesgo importante de que su producción no sea despachada.

⁸ Comisión de Regulación de Energía y Gas. Documento CREG 106: Marcador de precio eficiente a ser trasladado en el costo de prestación del servicio (CU) al usuario regulado. CREG 2017.

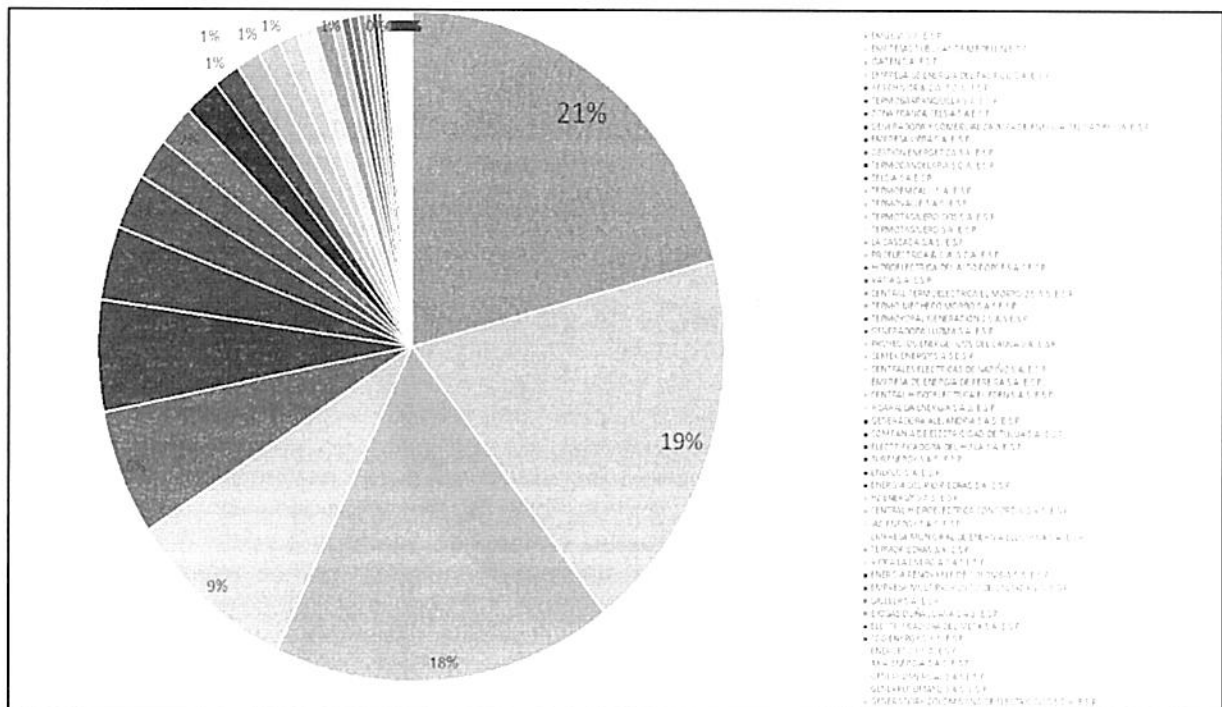
⁹ Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 119 de 2007. CREG, 2007. Capítulo II

¹⁰ Comisión de Regulación de Energía y Gas. Documento CREG 106: Marcador de precio eficiente a ser trasladado en el costo de prestación del servicio (CU) al usuario regulado. CREG 2017.

¹¹ ANDEG. El Mercado de Contratos Financieros de Energía Eléctrica: Análisis y Propuestas. 2017

Por el lado de la demanda, en la Ilustración 2 se observa la concentración horizontal que presentan los comercializadores de energía que atienden demanda regulada, donde un comercializador realiza compras de energía para aproximadamente el 27 % de los usuarios, seguidos por otros comercializadores que realizan compras de 23 % y 14%, descendiendo de forma no homogénea, hasta tener un amplio número de agentes que realizan compras de energía de menos del 2 %.

Ilustración 1. Capacidad instalada de generación eléctrica



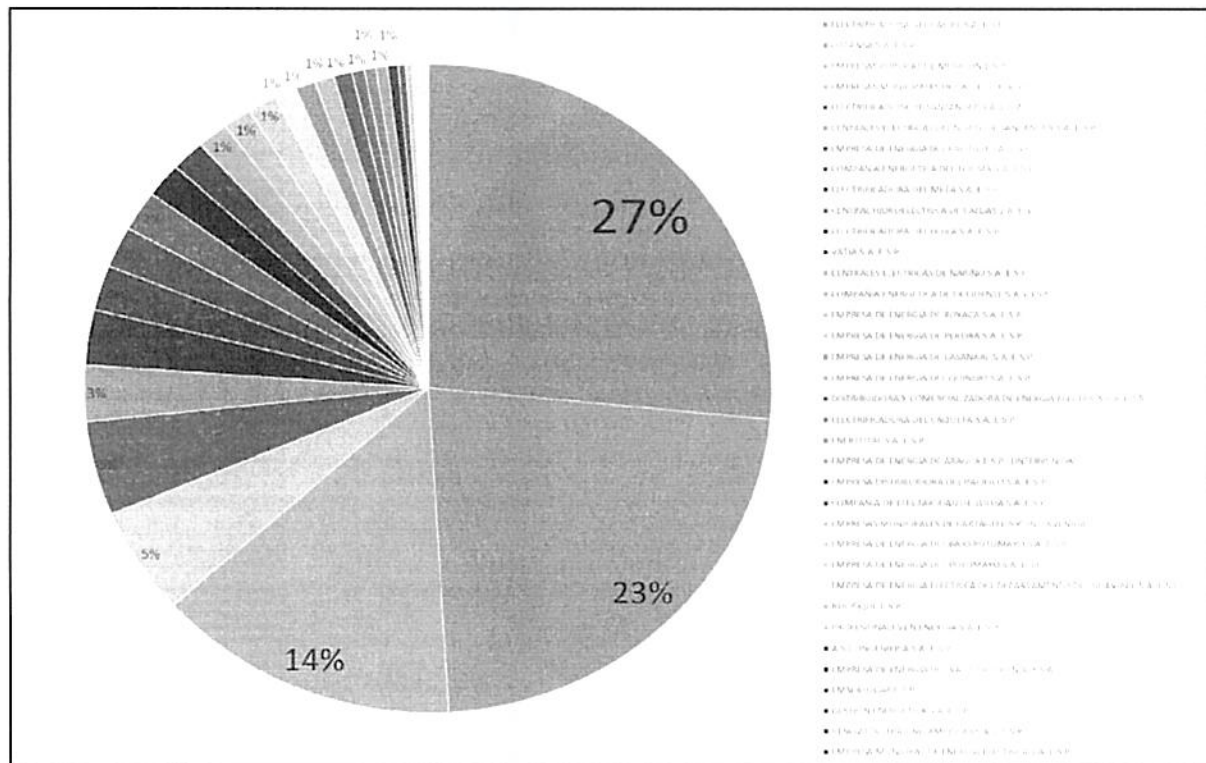
Fuente: X.M. (Valores de 2018-05-20 de mayo de 2018)
Elaboración propia.

En lo relativo al costo de generación resultado de los mecanismos de mercado para la demanda regulada, en la Ilustración 3 se observan los costos de los principales comercializadores para el mercado regulado que se facturaron a dicho tipo de usuarios en febrero de 2018¹². Se observa una importante dispersión de estos valores entre los diferentes agentes, encontrando desviaciones estándar promedio de 10.16%.

¹² Selección aleatoria del mes

De la ilustración se resaltan los valores de alejamiento por debajo de la media de la comercializadora que maneja cerca del 27 % del mercado regulado, y los alejamientos por arriba de otras dos comercializadoras.

Ilustración 2. Compras de energía de comercializadores para el mercado regulado



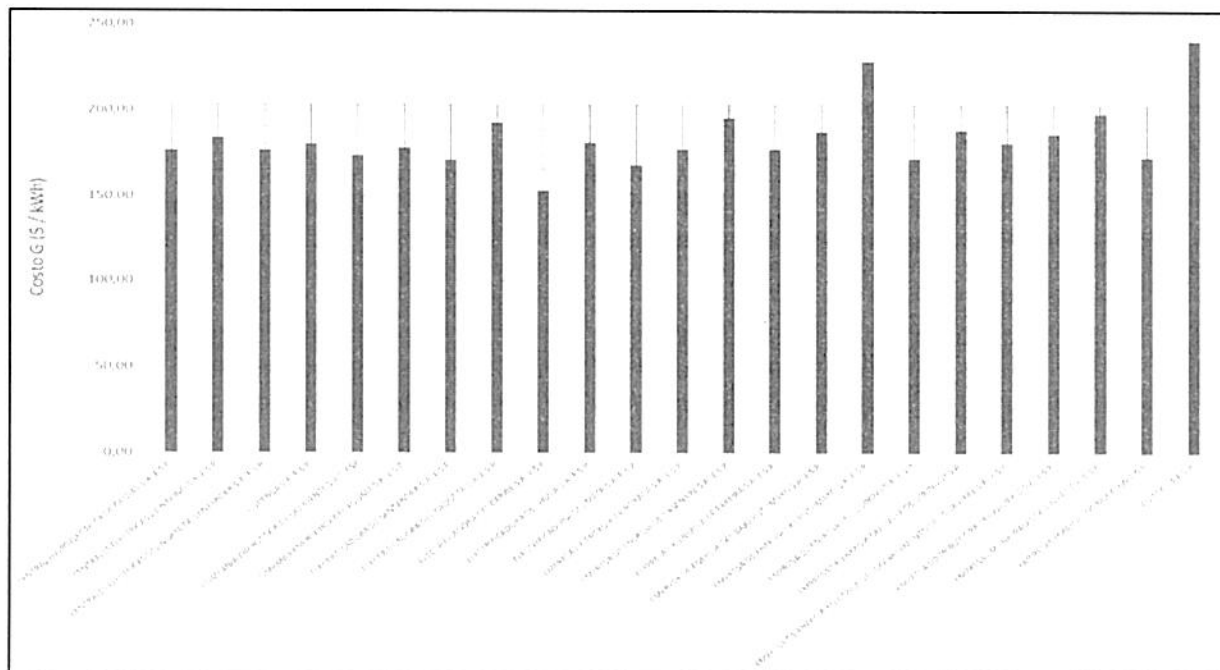
Fuente: X.M. (Ventas de energía de febrero de 2018)
Elaboración propia.

1.1.1 Mecanismos de mercado que incentivan competencia

Un mecanismo para hacer más competitivos los mercados eléctricos son los contratos a plazo. Si bien este tipo de contratación puede no alterar la distribución de los activos de las empresas, al incidir en el valor de la producción disponible en el mercado spot, podría reducir los incentivos a la elevación de los precios. Es de resaltar que los contratos pueden ser ineficaces en términos de competencia, dependiendo de las características de los asignatarios de las obligaciones¹³.

¹³Universidad de Navarra. Competencia y regulación en los mercados españoles del gas y la electricidad. 2008.

Ilustración 3. Costos de generación de comercializadoras a usuarios regulados



Fuente: Facturación del comercializadoras. Febrero 2018

Elaboración propia.

Una razón por la cual los contratos a plazo pueden tener efectos pro-competitivos sobre los mercados spot, es porque permiten la entrada de potenciales agentes al asegurar la venta de su producción, mitigando el incentivo de los generadores incumbentes para ejercer poder de mercado. Si los mecanismos de contratación a plazo son eficaces, y logran reducir el poder de mercado de los incumbentes, se obtendrán menores costos en la tarifa.

La recomendación de la asignación de los contratos es que tengan períodos entre subastas amplios buscando volúmenes importantes del producto a subastar¹⁴.

Los contratos a plazo no alteran el funcionamiento del mercado spot, y la energía se retribuye al precio marginal del sistema. La liquidación del contrato se realiza por diferencias entre el precio acordado y el precio del mercado spot cada hora¹⁵.

¹⁴ Ibid.

¹⁵ Ibid.

Para el caso colombiano, debido a las posibles ineficiencias en el Mercado Eléctrico Mayorista, sería conveniente introducir nuevos mecanismos que mejoren la formación del precio, lo cual redundaría en beneficios para el sistema y para los usuarios.

1.2 Cumplimiento de los objetivos de política del Decreto 0570 de 2018

Con el fin de cumplir con los objetivos de política establecidos en el Decreto 0570 de 2018, es necesario establecer un marco metodológico para su evaluación y calificación. Uno de los enfoques más utilizados en la literatura académica^{16,17} son las Técnicas de Decisión Multicriterio (*Multiple-Criteria Decision Analysis - MCDA*), que permiten una definición y cuantificación objetivas y eficientes de parámetros y prioridades con el fin de evaluar sistemáticamente un conjunto de alternativas.¹⁸ MCDA permite estructurar un proceso transparente de decisión, realizar juicios informados, revelar *trade-offs* entre criterios, estimar el riesgo y la incertidumbre consistente y razonablemente, y mantener un histórico en la toma de decisiones de política¹⁹.

De acuerdo con las características de la Decisión Multicriterio a resolver, el presente documento adopta una técnica de decisión Multi-atributo (*MADM*), ampliamente discutida en aplicaciones de planeamiento energético²⁰ y usada cuando es necesario estimar la *función de utilidad* resultante de la decisión de política, en presencia de alternativas discretas²¹. Así mismo, el modelo usado se enmarca dentro de la categoría de *Modelos de Medición de Utilidad (Value Measurement Models)* teniendo en cuenta que el Decreto 0570 de 2018 no establece un valor predefinido ni restricciones a cumplir para cada uno de los objetivos.

En este marco, la evaluación de las diferentes alternativas se llevará a cabo con el modelo de *Ponderación Aditiva Simple (Simple Additive Weighted Model)*,²² así:

$$C(k) = \sum_{j=1}^4 w_j c_j(k)$$

Sujeto a²³:

¹⁶ Kolios, A.; Mytilinou, V.; Lozano-Minguez, E.; Salonitis, K. *A Comparative Study of Multiple-Criteria Decision-Making Methods under Stochastic Inputs*. *Energies* 2016, 9, 566.

¹⁷ Kumar, A.; Sah, B.; Singh, A.; Deng, Y.; He, X.; Kumar, P.; Bansal, R. A review of multi criteria decision making (MCDM) towards sustainable renewable energy development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017, 69, 596-609.

¹⁸ Ibid.

¹⁹ Kolios, A. et al. op. cit.

²⁰ Kumar, A. et al. op. cit.

²¹ Wallenius, J.; Dyer, J.S.; Fishburn, P.C.; Steuer, R.E.; Zionts, S. and Deb, K. (2008) Multiple criteria decision making, multiattribute utility theory: Recent accomplishments and what lies ahead. *Management Science*, 54, 1336–1349.

²² Chawla, K. Use of Multi-Criteria Decision Analysis for Energy Planning (MSc Thesis). Retrieved from DeepBlue Online Repository. University of Michigan. 2015

²³ Pacini, R. Pro-collusion features of commonly used scoring rules in public procurement. Paper presented at the Fifth International Public Procurement Conference, Seattle, USA. 2012. Retrieved from <http://www.ippa.org>

$$\sum_{j=1}^4 w_j = 1$$

Donde:

$C(k)$	Suma ponderada que mide el aporte marginal del proyecto de generación k al cumplimiento de los objetivos.
w_j	Ponderador asignado al criterio de calificación del objetivo j .
$c_j(k)$	Puntuación del proyecto de generación k con respecto a su aporte marginal al cumplimiento del objetivo j

A continuación se presentan los criterios de evaluación de cada objetivo del Decreto 0570 de 2018, información insumo para la obtención de las funciones de puntuación.

En general, los criterios de evaluación deben ser objetivos, medibles, válidos e imparciales, permitiendo un proceso de puntuación verificable y confiable²⁴. Los criterios seleccionados, son métricas utilizadas ampliamente en la literatura académica y la práctica internacional para la medición y seguimiento de los objetivos que procura el mencionado Decreto para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica.

1.2.1 Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.

El concepto de resiliencia se entiende como la capacidad de adaptación²⁵ y reconfiguración²⁶ de la matriz de generación de energía eléctrica, ante eventos de estrés relacionados con la variabilidad y el cambio climático.

En la literatura internacional, el concepto de resiliencia es cuantificado a través de sus cualidades²⁷: redundancia, modularidad, diversificación, entre otras. El enfoque principal ha sido usar la diversificación como una medida para evaluar cambios en la resiliencia de los sistemas eléctricos²⁸ dado que refleja la flexibilidad del sistema ante eventos de disrupción.

²⁴ *ibid*

²⁵ Kharrazi Ali, et al. Examining the resilience of national energy systems: Measurements of diversity in production-based and consumption-based electricity in the globalization of trade networks. *Energy Policy*. 2015

²⁶ Holling, C.S., 1973. Resilience and stability of ecological systems. *Ann. Rev. Ecol. Syst.* 4, 1-23

²⁷ Biggs, R.; Schlüter, M.; Schoon, M.L. 2015. *Principles for Building Resilience: Sustaining Ecosystem Services in Social-Ecological Systems*. Cambridge University Press, Cambridge, UK

²⁸ Kharrazi Ali, et al. *op. cit.*

La diversificación se compone de tres propiedades²⁹: variedad, balance y disparidad. La variedad se refiere a las diferentes categorías existentes (i.e. fuentes energéticas), el balance se refiere a la proporción de energía que aporta cada categoría (i.e. mayor uniformidad en la energía generada por fuente) y la disparidad es el grado de diferenciación entre las categorías disponibles (i.e. independencia entre fuentes).

El indicador para la evaluación del cumplimiento del presente objetivo es el índice de Shannon - Wiener, el cual mide dos de las propiedades de la diversificación³⁰: Variedad y Balance. El índice se calcula así:

$$H(k) = - \sum_{i=1}^S p_i \ln p_i$$

Donde:

$H(k)$	Valor del índice de Shannon – Wiener para la matriz de generación eléctrica con el proyecto k
S	Número de fuentes energéticas
p_i	Participación de la fuente energética i en la matriz de generación eléctrica, considerando la contribución del proyecto k a su respectiva fuente.

Con el fin de garantizar la propiedad de *disparidad*, la cual se logra seleccionando categorías apropiadas que representen una marcada independencia entre los recursos energéticos, se utilizarán las siguientes fuentes energéticas^{31,32,33}

1. Recurso hídrico en la macrocuenca Cauca-Magdalena
2. Recurso hídrico en la macrocuenca Caribe
3. Recurso hídrico en la macrocuenca Pacífico
4. Recurso hídrico en la macrocuenca Orinoquía
5. Recurso hídrico en la macrocuenca Amazonía
6. Gas natural de producción doméstica
7. Gas natural importado
8. Gas licuado de petróleo de producción doméstica
9. Gas licuado de petróleo importado
10. Carbón
11. Combustibles líquidos (jet fuel, fuel oil)
12. Biocombustibles (biodiesel, biomasa, biogás)
13. Residuos sólidos urbanos
14. Recurso eólico

²⁹ Sterling, A., 1994. Diversity and ignorance in electricity supply investment. Energy Policy 22, 195–216

³⁰ *ibid.*

³¹ Instituto Geográfico Agustín Codazzi – IGAC - Atlas potencial hidroenergético de Colombia. 2015

³² IDEAM, Estudio Nacional del Agua 2014. 2015

³³ UPME. Registro de Proyectos de Generación. 2018

- 15. Recurso solar
- 16. Energía nuclear
- 17. Energía de los mares
- 18. Recurso geotérmico
- 19. Otros

La diversificación y por ende la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica aumenta proporcionalmente con el aumento de H^{34} . Dicho aumento representa el aporte marginal de cada proyecto a la resiliencia de la matriz con respecto a la línea base de resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica.

Con el fin de determinar el aporte marginal de un proyecto de generación a la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica, se comparará el valor del índice Shannon – Wiener de la matriz para el año inmediatamente anterior al de realización de la subasta, con el valor del índice que tiene en cuenta la contribución de la energía del proyecto a su respectiva fuente energética.

1.2.2 Eficiencia en la formación de precios

El cumplimiento de este objetivo se evaluará mediante el diseño mismo de la subasta. Los proyectos de generación de energía eléctrica de los participantes de la subasta no tendrán una calificación particular con respecto al presente objetivo, sino que será el mecanismo que, cumpliendo con unas reglas claras y definidas, garantice que la formación de precios y asignación de cantidades resultantes son eficientes, transparentes y competitivas y que por tanto, dichos costos pueden ser trasladados vía tarifa a los usuarios finales.

Uno de los indicadores para medir la eficiencia de un mercado es la *profundidad*, que se define como el *volumen transado a un precio determinado en un tiempo dado*³⁵. De acuerdo con investigaciones realizadas para el mercado eléctrico (especialmente el británico y el taiwanés³⁶), en la aplicación de este concepto se utiliza el *volumen de energía transado a un determinado precio (valor fijo) en el mercado en estudio (i.e. contratos, day-ahead, intra-day, etc)* en una *ventana de tiempo* de generalmente *15 minutos*. El objetivo es comparar el volumen transado antes y después de la introducción de un cambio en el mercado, (i.e. introducción de un nuevo mercado); el aumento en el volumen transado, al mismo precio, durante la misma ventana de tiempo indica un aumento en la profundidad del mercado.

En el caso colombiano, el objetivo es evaluar la profundidad del nuevo mecanismo de contratos de largo plazo con respecto a la profundidad que en este momento tiene el mercado de contratos

³⁴ Sterling, A. op. cit.

³⁵ Neuhoff, Karsten; et al. Intraday Markets for Power: Discretizing the Continuous Trading. Energy Policy research group. University of Cambridge. 2016

³⁶ ibid

del MEM. Para obtener un cálculo más representativo del delta de profundidad se hace necesario comparar el tipo de contrato transado (i.e. pague lo generado) en el nuevo mecanismo con los contratos transados (i.e. el registro de los contratos de este tipo representa un proxy del volumen transado) en una ventana de tiempo representativa (i.e. mensual, anual).

Adicionalmente, la competitividad del mercado puede medirse en términos de *concurrentia de agentes compradores y vendedores*, de manera que una modificación en el precio formado no se explique por la entrada o salida del participante n (i.e. que se mitigue el poder de mercado). Aunque una gran cantidad de participantes es una condición deseable, varias investigaciones³⁷ demuestran que el aumento en la competitividad con el aumento marginal de participantes después que se garantiza una concurrentia de *al menos cuatro (4) compradores y cuatro (4) vendedores* es, para efectos prácticos, insignificante.³⁸ En este contexto, la verificación ex -ante, de la existencia de al menos cuatro (4) participantes tanto oferentes como compradores, sería una condición deseable para la ejecución de la subasta.

1.2.3 Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica.

El cumplimiento del presente objetivo se evaluará, considerando la complementariedad estacional de los recursos energéticos renovables del país. Para esto, y de acuerdo con el estándar internacional de medición de complementariedad en la matriz eléctrica, se utilizará el coeficiente de correlación de Pearson³⁹. Este es un índice de fácil ejecución e interpretación que mide el grado de covariación entre distintas variables relacionadas linealmente.

Con el fin de evaluar la complementariedad de los recursos energéticos de los proyectos participantes con la matriz eléctrica actual del país, se utilizarán las macrocuenas⁴⁰ que definen los diferentes patrones hidrológicos del país. Esto permite evidenciar el comportamiento de las diferentes fuentes energéticas renovables de los proyectos de generación eléctrica participantes con respecto a la macrocuenca predominante del país, una práctica muy común en países con matrices altamente hidroeléctricas como Brasil⁴¹ y Suecia.⁴²

Cada proyecto de generación de energía eléctrica participante (i.e. fuente energética), debe entonces ser evaluado de acuerdo al grado de complementariedad con aquella macrocuenca que

³⁷ Smith, Vernon L.; et al. Competitive Market Institutions: Double Auctions vs. Sealed Bid-Offer Auctions. The American Economic Review. 1982

³⁸ ibid

³⁹ Paredes Juan R, Ramírez Jhon J. Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia. BID. 2017

⁴⁰ IDEAM, A. op. cit.

⁴¹ Schultz, D. J. Sistemas Complementares de Energía Eólica e Hidráulica no Brasil. 2005

⁴² Seim, Tor; Thorsnes, Ole. Analyzing the price- and inflow relationships in hydroelectric scheduling. 2007

debido a su concentración geográfica de generación de energía hidroeléctrica presenta el riesgo más alto ante eventos de estrés relacionados con la variabilidad y el cambio climático⁴³

Esto permite, de manera análoga a la práctica de países hidro-dependientes⁴⁴, realizar una gestión integrada de los recursos renovables del país, que contribuye a la estabilidad estacional del sistema eléctrico colombiano y aumenta la capacidad que tiene el mismo de ofrecer energía complementaria al recurso predominante del sistema.⁴⁵

El coeficiente de correlación de Pearson⁴⁶ se calculará así:

$$r_{xy} = \frac{\sum x_i y_i - n \bar{x} \bar{y}}{(n-1) s_x s_y}$$

Donde:

r_{xy}	Coeficiente de correlación de Pearson que mide la correlación estacional entre las series del recurso hídrico x de la macrocuenca predominante y la serie del recurso renovable y del proyecto participante.
x_i	Valores de la serie correspondiente al caudal promedio de la macrocuenca predominantes
y_i	Valores de la serie correspondiente al recurso renovable del proyecto participante.
n	Número de datos de la serie.
$\bar{x}$	Media de la serie x .
$\bar{y}$	Media de la serie y
s_x	Desviación estándar de la serie x .
s_y	Desviación estándar de la serie y .

⁴³ Paredes Juan R, et al. op. cit.

⁴⁴ Chaer, R.; Gurin, M.; Cornalino, E.; Draper, M.; Terr, R.; Abal, G.; et al. Complementariedad de las Energías Renovables en Uruguay. 2014

⁴⁵ Ibid.

⁴⁶ El coeficiente de correlación R de Pearson mide el grado y la dirección de las relaciones lineales entre dos variables. Es independiente de la escala de sus magnitudes. Oscila entre -1 y $+1$. Un valor 0 indica que no existe asociación, es decir, que los comportamientos de las variables son completamente independientes. Un valor positivo indica una asociación directa: al aumentar los valores de una variable, también aumentan los de la otra. Un valor negativo indica una asociación inversa o complementaria: al aumentar los valores de una variable, disminuye la otra.

Es necesario definir el número de años que define una muestra estadísticamente representativa, para las series de recurso energético.

1.2.4 Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional.

La seguridad energética regional es un concepto que abarca varios y diversos aspectos de la operación de un sistema eléctrico. Se define comúnmente desde las dimensiones de disponibilidad, accesibilidad, costo-efectividad y aceptabilidad. La adopción de un indicador específico depende en gran medida del contexto local⁴⁷.

En ese marco, el fortalecimiento de la seguridad energética regional se medirá teniendo en cuenta el impacto de cada proyecto de generación participante al equilibrio del balance de oferta y demanda en las áreas eléctricas establecidas por la UPME y al alivio en el costo de restricciones operativas del sistema.

El balance de oferta y demanda permite dar prioridad a aquellas áreas que son importadoras de energía de tal forma que allí se pueda instalar nuevos proyectos.

Las restricciones operativas⁴⁸ representan un porcentaje importante de la tarifa del usuario final y trasladan un alto riesgo de insostenibilidad financiera al sistema, atentando contra la accesibilidad y la prestación costo-efectiva del servicio de energía eléctrica.

- **Balance Oferta – Demanda regional BE_i**

La contribución al balance oferta/demanda regional de cada proyecto se determinará aplicando la siguiente expresión en el área eléctrica donde se localice el proyecto respectivo:

$$BE_i = \begin{cases} \text{si } CI_i < DPMax_i; BE_i = 1 \\ \text{si } CI_i > DPMax_i; BE_i = 0 \end{cases}$$

Donde

BE_i = Balance Potencia área i

CI_i = Capacidad Instalada en el área i

$DPMax_i$ = Demanda en Potencia en Demanda Máxima en el área i

Para el cálculo del BE_i se pueden tener en cuenta entre otras las siguientes variables: i) para la determinación de la Demanda de Potencia, el escenario medio de proyección de potencia vigente realizado por la UPME al momento del cálculo; y ii) para la Determinación de la Capacidad Instalada, la capacidad instalada existente de cada año determinada a partir de la capacidad

⁴⁷ Kruyt, Bert; et al. Indicators for energy security. Energy Policy. 2009

⁴⁸ XM. Informe de Restricciones. Enero - Mayo 2018

existente al momento de apertura de la subasta más la correspondiente a la capacidad y fechas de entrada asociada a los proyectos en ejecución con Obligaciones de Energía Firme vigente.

- **Alivio a Restricciones Operativas**

La contribución al alivio del costo de Restricciones Operativas de cada proyecto se determinará aplicando la siguiente expresión en el área eléctrica donde se localice el proyecto respectivo:

$$\text{Alivio a Restricciones} = \left[\left(\frac{1}{3} \times R_{\max_i} + \frac{1}{3} \times R_{\text{med}_i} + \frac{1}{3} \times R_{\min_i} \right) \text{Cope} \right]$$

Donde:

$R_{\max_i}$ = Aporte Restricción Demanda Máxima área i

R_{med_i} = Aporte Restricción Demanda Média área i

$R_{\min_i}$ = Aporte Restricción Demanda Mínima área i

Cope = Costo Operativo Tecnología análisis

$$R_{\max_i} = \begin{cases} \text{si } T_{\max_i} \neq 0; R_{\max_i} = 1 \\ \text{si } T_{\max_i} = 0; R_{\max_i} = 0 \end{cases}$$

Donde

$T_{\max_i}$ = Aporte en potencia del proyecto ubicado en el área i , en al menos una hora en el período de demanda máxima

$$R_{\text{med}_i} = \begin{cases} \text{si } T_{\text{med}_i} \neq 0; R_{\text{med}_i} = 1 \\ \text{si } T_{\text{med}_i} = 0; R_{\text{med}_i} = 0 \end{cases}$$

Donde

T_{med_i} = Aporte en potencia del proyecto ubicado en el área i , en al menos una hora en el período de demanda media

$$R_{\min_i} = \begin{cases} \text{si } T_{\min_i} \neq 0; R_{\min_i} = 1 \\ \text{si } T_{\min_i} = 0; R_{\min_i} = 0 \end{cases}$$

Donde

$T_{\min_i}$ = Aporte en potencia del proyecto ubicada en el área i , en al menos una hora en el período de demanda mínima

Se determinarán los sitios donde sea necesaria la generación de seguridad, año y período respectivo, para cada una de las áreas, en demanda máxima, media y mínima con el fin de mantener la confiabilidad del sistema.

Adicionalmente, se determinarán los valores de los costos de operación con base en la información utilizada en el Plan de Expansión vigente de cada año, de manera que se prefieran aquellos recursos de generación proyectos con menor costo de operación.

Determinación del Índice de Seguridad Energética Regional -SERi-

Con base en lo anterior, el índice de seguridad energética se calculará utilizando la siguiente expresión

$$SER_i = 0,5 \times BE_i + 0,5 \times \left[\left(\frac{1}{3} \times Rmax_i + \frac{1}{3} \times Rmed_i + \frac{1}{3} \times Rmin_i \right) Cope \right]$$

Donde

SER_i = Seguridad Energética Regional Área i

BE_i = Balance Potencia área i

$Rmax_i$ = Aporte Restricción Demanda Máxima área i

$Rmed_i$ = Aporte Restricción Demanda Média área i

$Rmin_i$ = Aporte Restricción Demanda Mínima área i

$Cope$ = Costo Operativo del proyecto en análisis

1.2.5 Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de energía eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21)

El objetivo de reducción de emisiones de CO₂eq, de acuerdo con los compromisos adquiridos en COP21, exige que se califiquen positivamente aquellos proyectos participantes que efectivamente reduzcan las emisiones del sector de generación de energía eléctrica del país.

Aunque se reconoce que existen fuentes energéticas con bajas emisiones de CO₂, aquellas fuentes que aporten cero emisiones, o cuyo balance neto de emisiones (Biocombustibles) sea cero, se prefieren a nivel mundial en términos de potencial, rapidez y efectividad en la estrategia de reducción⁴⁹. Adicionalmente, la energía producida a partir del tratamiento térmico de Residuos

⁴⁹ Ito, Katsuya. CO₂ emissions, renewable and non-renewable energy consumption, and economic growth: Evidence from panel data for developing countries. International Economics. 2017

Sólidos Urbanos es reconocida por su aporte a la disminución del calentamiento global, al evitar la producción de metano y otros gases de efecto invernadero producidos en rellenos sanitarios.⁵⁰

De esta manera, los proyectos de generación de energía eléctrica participantes que se encuentren dentro de las categorías mencionadas obtendrán una máxima calificación.

Además, aquellos proyectos de generación de energía eléctrica que incorporen un cambio tecnológico que reduzca su factor de emisiones serán calificados positivamente ya que dicho cambio contribuye al cumplimiento de los compromisos adquiridos por Colombia en la COP21.

De otra parte, aquellos proyectos de generación de energía eléctrica cuyo factor de emisiones contribuye al aumento de las mismas en el sector de generación del país, obtendrán una mínima calificación.

La distribución de calificación será así:

Proyecto de generación de energía eléctrica participante	Calificación Obtenida
Fuente energética con Factor de Emisiones = 0	1
Fuentes energéticas Biocombustibles y Residuos sólidos Urbanos	1
Fuente energética con Factor de Emisiones > 0 y con tecnología que incorpora cambio tecnológico	$\frac{\Delta FE_{GEI}}{FE_{GEI}}$ Donde: ΔFE_{GEI} Reducción del factor de emisiones de GEI debido a un cambio tecnológico. FE_{GEI} Factor de emisiones de GEI del proyecto antes del cambio tecnológico.
Fuente energética con Factor de Emisiones > 0	0

⁵⁰ Rincón José M, Silva Electo E. Generación de energía a partir de los residuos sólidos urbanos. Red Iberoamericana de Aprovechamiento de Residuos Orgánicos en Producción de Energía. 2015

1.3 Calificación de los proyectos: Normalización de los resultados de cada objetivo

De acuerdo con los criterios de evaluación de cada objetivo mencionados anteriormente, se hace necesario definir una función de puntuación $c_j(k)$, que normaliza los resultados matemáticos y estadísticos obtenidos de las formulaciones de cada objetivo, de manera que todos sean comparables. Existen varios métodos para obtener la función de puntuación⁵¹, y la escogencia de uno u otro no afecta el resultado obtenido, siempre que se garantice que el conjunto de alternativas (i.e. proyectos adjudicados), sea *Pareto-eficiente*, es decir que no exista otro conjunto de alternativas que otorgue un mejor resultados en el cumplimiento de los objetivos.

Los mecanismos de puntuación convierten matemáticamente los resultados de la evaluación de los criterios en puntajes, generalmente entre 0 y 100. En este caso, se adopta un método de *preferencia de valores altos*. El proyecto participante que tenga el mejor resultado en cada objetivo recibe un puntaje de 100 y el proyecto participante cuyo resultado empeore o mantenga el desempeño de cada objetivo recibirá un puntaje de 0, cualquier otro proyecto recibirá un puntaje entre 0 y 100⁵². Matemáticamente, se representa así:

$$c_j(k) = \frac{Z_{jk} - \text{Min}(Z_j)}{\text{Max}(Z_j) - \text{Min}(Z_j)} * 100$$

Donde:

$c_j(k)$	Puntuación del proyecto de generación k con respecto a su aporte marginal al cumplimiento del objetivo j
Z_{jk}	Resultado de la evaluación del proyecto de generación k para el objetivo j
$\text{Min}(Z_j)$	Peor resultado de evaluación obtenido entre los proyectos para el objetivo j
$\text{Max}(Z_j)$	Mejor resultado de evaluación obtenido entre los proyectos para el objetivo j

El desempeño de cada proyecto de generación de energía eléctrica participante en cada objetivo se calcula primero individualmente. Es decir como un conjunto de soluciones a funciones uni-objetivo y sus soluciones óptimas forman la frontera pareto-eficiente.⁵³

La metodología de asignación de ponderadores para la calificación total consiste en modificar dichos valores para reflejar el grado de avance, en el cumplimiento de los objetivos del Decreto 0570 de 2018. Cada vez que se convoque a una subasta, se evaluarán los valores de la matriz eléctrica para cada uno de los objetivos y se determinarán los ponderadores que promuevan aquellos objetivos con peor desempeño.

⁵¹ Chawla, Kiran. Use of Multi-Criteria Decision Analysis for Energy Planning. University of Michigan.2015

⁵² ibid

⁵³ ibid

1.4 Diseño del producto a asignar mediante el contrato

1.4.1 Definición, volumen y plazo del contrato

El producto a subastar, será un contrato de Energía Media Anual. Este tipo de contrato ha sido usado en varios países en mecanismos de subastas, especialmente cuando las tecnologías involucradas son intermitentes. Este producto otorga cierta flexibilidad a dichas plantas, permitiéndoles ajustar su generación en un periodo determinado y proporcionando un cierto grado de certidumbre en su remuneración, que sirve como base de financiación para el proyecto.⁵⁴

Los plazos observados a nivel internacional para dichos contratos oscilan entre 10, 15 y 20 años. La escogencia del plazo del contrato constituye un elemento de seguridad financiera. La estabilidad de una remuneración fija a largo plazo redundará en menores riesgos para los generadores e inversionista y es de esperarse que reduzca los costos de financiamiento. Esto a su vez puede disminuir la oferta de venta⁵⁵. La escogencia de un determinado plazo depende de la madurez económica de las diferentes tecnologías y de la percepción de riesgo de las instituciones financieras, en términos de cierre financiero de los proyectos.

El volumen a subastar (i.e. demanda objetivo a subastar) es un factor decisivo para garantizar un nivel de competencia apropiado en la subasta. Subastar un volumen muy grande o no definir un volumen, puede ocasionar una situación de baja competencia, especialmente si no hay certeza de un número alto de participantes⁵⁶. En este caso, el volumen para cada subasta será definido por el Ministerio de Minas y energía de acuerdo con los análisis realizados por la UPME, en los planes de Expansión de Referencia Generación - Transmisión de cada año, con las proyecciones de la demanda contratada en el mediano y largo plazo, entre otros.

1.5 Esquemas competitivos de asignación.

Una subasta es un mecanismo de negociación organizado y centralizado, con reglas claras, explícitas y de acuerdo con los estándares del mercado⁵⁷. Se destacan tres elementos en el diseño de una subasta: las reglas de oferta, las reglas de liquidación, y las reglas de revelación de información.

Un alto volumen de transacciones se realiza a través de subastas, tanto en mercados físicos como electrónicos⁵⁸; su implementación se ha extendido tanto a países en vías de desarrollo como a la Unión Europea, donde es el mecanismo exigido por la Comisión Europea para la adjudicación de Energías renovables. Su amplia utilización responde a la capacidad del mecanismo para aumentar la eficiencia de precios, limitar las distorsiones en la competencia,

⁵⁴ IRENA. Renewable Energy Auctions in Developing Countries.2013

⁵⁵ Ibid.

⁵⁶ IRENA. Renewable Energy Auctions - A Guide to Design. 2015

⁵⁷ Shoham, Yoav. A Survey of Auction Types. Yale University.2000

⁵⁸ Zhang, Dongmo. Auction Theory: an introduction. University of Western Sydney.2015

garantizar la concurrencia del mayor número posible de participantes⁵⁹, mediante una plataforma simple, claramente definida y eficiente.⁶⁰

Además de las subastas existen varios mecanismos “casi-competitivos” de asignación, tales como rondas de Negociación, asignación administrativa, sistema de *Swiss Challenge*, entre otros. No obstante estos mecanismos presentan problemas de subjetividad, transparencia, decisiones arbitrarias y disociaciones de la realidad del mercado⁶¹. Por lo tanto, no representan mecanismos competitivos de asignación, tal como lo establece el Decreto 0570 de 2018.

De acuerdo con un estudio realizado por IRENA⁶², las subastas presentan numerosas ventajas, entre las que se destacan:

- **Flexibilidad:** El diseño de las subastas permite combinar diferentes elementos para cumplir objetivos específicos de desarrollo e implementación de tecnologías. Es posible adaptar el mecanismo a distintos contextos locales y regionales de cada país, reflejando diferentes situaciones económicas, estructuras del sector energético, madurez del mercado eléctrico, penetración de renovables, entre otros.
- **Revelación de precios:** Las subastas son un mecanismo efectivo de revelación real del precio del producto subastado, al abordar el problema fundamental de asimetría de información y proporcionar un proceso estructurado, transparente y competitivo.
- **Certeza de precio y cantidades:** Las subastas permiten tener un control sobre el precio y la cantidad del producto subastado (i.e. Energía), brindan garantías de remuneración estable a los vendedores (i.e. Generadores) y garantizan el cumplimiento de metas de política.
- **Garantía de compromisos y transparencia:** Las subastas (especialmente las de Energía) generalmente resultan en un contrato entre dos partes con compromisos y obligaciones explícitas y definidas. Esto ofrece mayor certeza regulatoria al inversionista ante posibles cambios políticos y de mercados futuros.

1.5.1 Tipos de subastas

Existen varios tipos de subastas de acuerdo con diferentes criterios de clasificación:⁶³

En términos de la estructura de mercado, si un participante puede realizar ofertas de compra y de venta al mismo tiempo, la subasta es de *dos puntas*, de lo contrario la subasta es de *una sola punta*. En cuanto a la estructura de la oferta, de acuerdo al número de productos subastados, las subastas pueden ser de *único-ítem* o de *múltiples ítems*. Además, el número de atributos de la oferta define si es de *una dimensión - uni-atributo* (ofertas únicamente de precio) o *multi-atributo*

⁵⁹ Gómez Luis P. Subastas de renovables: La importancia de acertar con el Sistema. Cuadernos de Energía.2016

⁶⁰ Zhang, Dongmo op. cit.

⁶¹ Maurer, Luiz T. A.; Barroso, Luiz A. Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices. World Bank Study. 2011.

⁶² IRENA (2015) op. cit.

⁶³ Pla, Albert; et. Al. Multi-attribute auctions with different types of attributes: Enacting properties in multi-attribute auctions. Experts Systems with Applications.2014

(ofertas de precio y otros atributos). Aquí es posible para los participantes especificar ofertas *todo o nada*, *ofertas restrictivas* o *alternativas*.⁶⁴

En relación con la estructura de precios, si los precios resultantes corresponden a los especificados en las ofertas de venta, la subasta es de *primer precio*, al contrario, si los precios responden a alguna condición, la subasta es de *segundo precio*. En este sentido, las reglas de fijación de precio, determinan el *precio de la transacción* y las reglas de tarificación determinan la *tarifa a cargo de los participantes* por los servicios de mercado⁶⁵.

Finalmente, de acuerdo con la estructura de realimentación de información, si las ofertas de los participantes son públicas, las subastas son *abiertas (open-cry) (Mecanismo indirecto)* de lo contrario son de *sobre cerrado (mecanismo directo)*⁶⁶. En un mecanismo indirecto, los participantes pueden ajustar sus ofertas en respuesta a la información recibida de los demás participantes, como es el caso de las subastas dinámicas, ascendentes o descendentes.

La metodología de asignación⁶⁷ es otro elemento importante de una subasta, también conocido como *cierre de la subasta*. Especialmente en subastas de dos puntas, existe la posibilidad de realizar el cierre con parejas de compradores y vendedores, lo que se conoce como *single-sourcing* o de emparejar un solo vendedor con varios compradores y viceversa, lo que se conoce como *multiple-sourcing*⁶⁸. Una de las consideraciones en la metodología de asignación es la importancia de encontrar un balance entre no exponer al vendedor a un solo comprador y viceversa, con el fin de disminuir el riesgo de contraparte y no crear un alto *overhead* en términos de manejar gran cantidad de relaciones contractuales. Otras consideraciones relevantes en la metodología de asignación incluyen, *límites al volumen adjudicado* a un determinado participante y *límites a su porcentaje de participación en el mercado*, especialmente para relaciones contractuales de largo plazo.

1.5.2 Experiencias internacionales en subastas

La experiencia internacional en la aplicación de subastas para la contratación de proyectos de energía eléctrica, especialmente con fuentes renovables, es bastante amplia. A continuación se presenta un resumen de las características de las subastas llevadas a cabo por varios países Latinoamericanos, y por Sudáfrica, que son referentes a nivel mundial en la ejecución exitosa de este tipo de mecanismos y en la consecución de precios competitivos para varias tecnologías.

Sudáfrica se destaca por la aplicación de una de las subastas multi-atributo más exitosas a nivel mundial, estableciendo un referente para la incorporación de criterios de calificación adicionales al precio, que además de garantizar un beneficio socioeconómico al país, mantuvieron los precios

⁶⁴ Jayant, K; Parkes, David. Auctions, bidding and exchange design. In Handbook of Quantitative Supply Chain Analysis: Modeling in the E-Business Era, 2004

⁶⁵ Zhao, D.; Zhang, D.; Khan, M.; Perrussel, L. Maximal Matching for Double Auction. Lecture Notes in Computer Science. 2010

⁶⁶Pla, Albert, et. al. (2014) op. cit.

⁶⁷ Zhao, D.; et al. (2010) op. cit.

⁶⁸ Jayant, K; Parkes, David (2004) op. cit.

en un nivel competitivo⁶⁹. *Brasil* es otro de los países con más experiencia a nivel mundial en la aplicación de subastas, habiendo ejecutado alrededor de 29 subastas desde el año 2008. *Chile* tiene uno de los esquemas más novedosos en cuanto al producto subastado, los bloques horarios permiten una gran flexibilidad a los recursos variables. *México* ha alcanzado los precios récord en subastas, con un esquema de subasta que garantiza un excedente económico total para el sistema⁷⁰.

Elementos de la Subasta	Características del País					
	Perú	Chile	Brasil	México	Sudáfrica	Argentina
Estructura de Mercado	Una punta	Una punta	Una punta Sujeta a declaración de curva de Demanda	Una punta Dos Puntas	Una punta	Una punta
Estructura de Feedback de información	Directo - Sobre cerrado	Directo - Sobre Cerrado Reloj Descendente	Open Cry – Reloj Descendente Sobre cerrado	Directo - Sobre cerrado Open-Cry - Dinámica Descendente	Directo - Sobre cerrado	Directo - Sobre cerrado
Estructura de la Oferta	Único Ítem Uni - atributo	Múltiples Ítems Uni- atributo	Único Ítem Uni - atributo	Múltiples Ítems Multi-atributo	Único Ítem Multi-atributo	Único Ítem Multi-atributo
	Oferta solo de precio	Oferta solo de precio	Precio y disponibilidad de conexión	Oferta de Precio y disponibilidad de conexión	Oferta de Precio y Cumplimiento de atributos	Oferta de Precio y Cumplimiento de atributos
Estructura de precios	Primer Precio – Pay as bid	Primer Precio – Pay as bid	Primer Precio – Pay as bid	Primer Precio – Pay as bid Segundo Precio – Pay as Cleared	Primer Precio – Pay as bid	Primer Precio – Pay as bid
Metodología de asignación	Single Sourcing – Compra Estatal	Multiple Sourcing	Single Sourcing – Compra Estatal	Multiple Sourcing	Single Sourcing – Compra Estatal	Single Sourcing – Compra Estatal

⁶⁹ IRENA. Renewable Energy Auctions: Cases from Sub-Saharan Africa. 2018

⁷⁰ IRENA. Renewable Energy Auctions: Analysing 2016. 2017

Elementos de la Subasta	Características del País					
	Perú	Chile	Brasil	México	Sudáfrica	Argentina
Producto	Energía Media Anual	Energía en Bloques Horarios	Disponibilidad Energía Media Anual	Energía Media Anual CELS Capacidad	Energía Media Anual	Energía por tecnología
Plazo	20 años	15 años 20 años	20 años	15 años	20 años	15 años 20 años
Precio Techo	Aplica	Aplica	Aplica por tecnología	Beneficio económico del sistema	Aplica por tecnología	Aplica por tecnología
Moneda de la Transacción	USD	USD	Reales	Pesos Mexicanos	Rand Sudafricano	USD
Tipo de tecnologías	Eólica, Solar, Biomasa y Pequeña Hidroeléctrica	Todas	Todas o Renovables Específicas	Todas	Renovables	Renovables
Tipo de Planta	Nuevas	Nuevas y Existentes	Nuevas	Nuevas	Nuevas	Nuevas
Participación de la Demanda	Obligatoria	Obligatoria	Obligatoria	Obligatoria	Obligatoria	Obligatoria
Frecuencia de la subasta	Anual	Anual	Semestral	Anual	Anual	Semestral

1.5.3 Selección del mecanismo más apropiado al escenario local.

Cada tipo de subasta presenta ventajas y retos en su implementación, y es necesario reconocer que no existe un sistema ideal *one-size-fits-all*. De acuerdo con las condiciones económicas,

sociales y políticas de cada país, un mecanismo dado producirá resultados diferentes⁷¹. El reto está en adoptar un diseño que se adapte a las necesidades locales, refleje los objetivos de política a alcanzar y garantice una tarifa competitiva para los usuarios.

A continuación se detalla la estructura del mecanismo escogido para realizar la subasta de acuerdo a los objetivos y lineamientos establecidos en el Decreto 0570 de 2018:

- **Estructura de mercado: Subasta de dos puntas.** La participación simultánea de generadores y comercializadores, permite revelar la disposición a pagar de la demanda por proyectos entrantes, garantizando una valoración verdadera y transparente de los atributos de la energía subastada. Por su parte los generadores se enfrentan a un ambiente de mercado que les obliga a ofertar precios competitivos para obtener una porción de la demanda.
- **Estructura de retroalimentación de Información: Directo de sobre cerrado.** Los procesos de sobre cerrado son claros y previenen la obtención de información privilegiada por parte de los participantes. Previene además la colusión tácita o explícita dificultando el intercambio de información⁷². El mecanismo es simple y transparente, dos características necesarias en el contexto de inicio de este proceso.
- **Estructura de la Oferta: único - Ítem, Multi-atributo.**
Primera etapa: Calificación de cumplimiento de objetivos
Segunda etapa: Oferta sólo de precio.

Los esquemas de subastas se han asociado históricamente con el criterio tradicional de *precio mínimo*. Sin embargo, recientemente, varios países han incorporado exitosamente otros criterios económicos y sociales a la hora de seleccionar los adjudicatarios de la subasta. Mantener la transparencia, la simplicidad y la objetividad en un proceso de calificación multi-atributo es clave para el éxito del mecanismo⁷³.

De esta manera, con el fin de minimizar la distorsión del precio, la oferta está estructurada en dos etapas. La primera, es la etapa de calificación donde se evaluará la *oferta técnica* de acuerdo con los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018. Aquellos proyectos participantes que superen la etapa de calificación, harán parte de la segunda etapa, la *oferta de precio*, y se adjudicarán los más competitivos.

La metodología de evaluación de cada objetivo y de puntuación está descrita en el presente documento y con el fin de asegurar transparencia, los detalles faltantes para la replicabilidad⁷⁴ del cálculo serán publicados en las bases de pliegos y condiciones específicas de la subasta.

⁷¹ Shoham, Yoav. (2000) op. cit.

⁷² IRENA (2015) op. cit.

⁷³ ibid.

⁷⁴ ibid.

- **Estructura de precios: Primer Precio - Pay as bid.** Esta estructura de precios es la más utilizada en subastas alrededor del mundo. Pay as bid tiene varias ventajas en mercados poco competitivos (con comportamiento oligopólico) y con alto poder de mercado como el Mercado Eléctrico Mayorista Colombiano⁷⁵. Pay as bid, permite reflejar el hecho de que el producto no es homogéneo, diferentes tecnologías se encuentran en un estado de madurez de mercado diferente y ofrecen por lo tanto distintas eficiencias a la demanda. Esta estructura permite además maximizar la liquidez del mecanismo, aumentando la contratación de acuerdo con las disposiciones a pagar de los compradores.
- **Metodología de asignación: Multiple sourcing.** Existen diversas metodologías de asignación en subastas de dos puntas de acuerdo con el objetivo del subastador. La maximización del excedente económico de la sociedad, la maximización de la liquidez (i.e. transacciones) del mercado⁷⁶, entre otras. En el contexto del Decreto 0570 de 2018, la asignación se hará buscando maximizar el excedente económico de la sociedad, de manera que aquellas ofertas de compra y venta que se encuentren más allá del punto de equilibrio entre las curvas agregadas de oferta y demanda no serán asignadas.

La asignación multi-sourcing ocasionará que un generador resulte en relaciones contractuales con varios comercializadores y viceversa, mitigando en parte el riesgo de contraparte⁷⁷. Adicionalmente, un comercializador establecerá contratos a diferentes precios⁷⁸ reflejando los diferentes generadores cuyas ofertas de venta pueden satisfacer la función de preferencias del comercializador.

- **Tope Máximo o precio Techo: Aplica - Oculto.** La adopción de un tope máximo tiene el objetivo de prevenir precios excesivamente altos que pueden ser manifestaciones de colusión⁷⁹. La determinación de un tope máximo debe procurar no limitar la competencia a participantes grandes, protegiendo al mismo tiempo al usuario final de precios anticompetitivos. La revelación del valor del precio techo tiene una alta influencia en la competencia de los participantes, en general un mercado altamente competitivo se beneficia de la revelación del tope máximo, sin embargo, mercados con comportamientos oligopólicos⁸⁰ como el Colombiano necesitan un tope máximo oculto. El tope máximo en este mecanismo, aplica para todas las *ofertas de venta*.

1.6 Ejemplo de calificación, puntuación y adjudicación

Con el fin de ilustrar la aplicación de los criterios de calificación anteriormente descritos, así como las metodologías de puntuación y adjudicación, a continuación se presenta un ejemplo de aplicación.

⁷⁵ OFGEM. The New Electricity Trading Arrangements. Ofgem/DTI Conclusions Document.1999

⁷⁶ Zhao D., et al. (2010) op .cit.

⁷⁷ Jayant, K; Parkes, David (2004) op. cit.

⁷⁸ Board of Governors of the Federal Reserve System. Term Auction Facility Questions and Answers.1999

⁷⁹ IRENA (2015) op. cit.

⁸⁰ Superintendencia de Industria y Comercio, Radicado No. 12-182715 del 25 de septiembre de 2012.

La siguiente tabla muestra las ofertas de venta y compra realizadas por cuatro vendedores y cuatro comercializadores respectivamente:

Vendedores			Compradores		
Proyecto	Oferta Q GWh - año	Oferta COP/kWh	Agente	Oferta Q GWh - año	Oferta COP/kWh
P1 Eólico	420	100	C1	250	200
P2 Biomasa	400	115	C2	480	175
P3 Eólico	350	125	C3	510	155
P4 Solar	185	135	C4	280	135

1.6.1 Calificación de los proyectos de los vendedores

En esta sección se muestra el procedimiento y los valores necesarios para calcular la calificación de cada uno de los cuatro proyectos correspondientes a los vendedores.

- i) **Resiliencia:** A continuación se presenta el cálculo del índice de Shannon-Wiener que cuantifica el aporte marginal de cada uno de los cuatro proyectos participantes. Inicialmente se calcula el índice para una línea Base que considera trece (13) fuentes energéticas. Posteriormente, se calcula el valor de dicho índice luego de adicionar la energía ofertada por cada proyecto a la categoría correspondiente. La línea base se ha calculado utilizando la generación real de los últimos cinco años.



MINMINAS



GOBIERNO DE COLOMBIA

Índice Shannon – Wiener	Línea Base		Línea Base + P1 Eólico		Línea Base + P2 Biomasa		Línea Base + P3 Eólico		Línea Base + P4 Solar	
	GWh – año	%	GWh – año	%	GWh – año	%	GWh – año	%	GWh – año	%
Fuentes Energéticas			0.844199		0.851683		0.852627		0.850515	
Agua	235,496.93	73.1349	235,496.93	73.0397	235,496.93	73.0442	235,496.93	73.0555	235,496.93	73.0929
Gas	54,134.71	16.8118	54,134.71	16.7899	54,134.71	16.7910	54,134.71	16.7936	54,134.71	16.8022
Carbón	25,116.57	7.8001	25,116.57	7.7899	25,116.57	7.7904	25,116.57	7.7916	25,116.57	7.7956
Bagazo	2,497.98	0.7758	2,497.98	0.7748	2,497.98	0.7748	2,497.98	0.7749	2,497.98	0.7753
Acpm	2,792.92	0.8674	2,792.92	0.8662	2,792.92	0.8663	2,792.92	0.8664	2,792.92	0.8669
Combustóleo	1,311.15	0.4072	1,311.15	0.4067	1,311.15	0.4067	1,311.15	0.4067	1,311.15	0.4070
Viento	249.76	0.0776	669.76	0.2077	249.76	0.0775	599.76	0.1861	249.76	0.0775
Querosene	221.30	0.0687	221.30	0.0686	221.30	0.0686	221.30	0.0687	221.30	0.0687
Mezcla Gas - Jet-A1	104.39	0.0324	104.39	0.0324	104.39	0.0324	104.39	0.0324	104.39	0.0324
Gas Ni	61.45	0.0191	61.45	0.0191	61.45	0.0191	61.45	0.0191	61.45	0.0191
Biomasa	3.82	0.0012	3.82	0.0012	403.82	0.1253	3.82	0.0012	3.82	0.0012
Biogas	7.57	0.0024	7.57	0.0023	7.57	0.0023	7.57	0.0023	7.57	0.0023
Rad Solar	4.81	0.0015	4.81	0.0015	4.81	0.0015	4.81	0.0015	189.81	0.0589

- j) **Complementariedad:** A continuación se presenta el cálculo del coeficiente de correlación de Pearson entre la serie de caudal de la macrocuenca Cauca-Magdalena y cada una de las series de recurso correspondientes a las fuentes energéticas de los proyectos participantes, para un periodo de un año. Los valores de cada serie de recurso (i.e. caudal, generación, radiación solar, producción de aceite) se normalizan en una serie adimensional con el fin de ser comparados entre sí en el cálculo del coeficiente.

Mes	Caudal Macro Cuenca Cauca-Magdalena		
	Valores (m ³ /s)	X _i Normalizado	x _i ²
Enero	3,841.67	0.55	0.30
Febrero	4,011.78	0.57	0.33
Marzo	4,487.23	0.64	0.41
Abril	6,347.05	0.91	0.83
Mayo	6,981.23	1.00	1.00
Junio	5,388.23	0.77	0.60
Julio	5,097.40	0.73	0.53
Agosto	4,757.77	0.68	0.46
Septiembre	4,108.78	0.59	0.35
Octubre	5,208.02	0.75	0.56
Noviembre	6,418.48	0.92	0.85
Diciembre	5,464.27	0.78	0.61

P1 Eólico					r _{xy} P1vsCCM	
Mes	Energía (kWh-mes)	Y _i Normalizado	y _i ²	x _i y _i		
01	487.09	0.82	0.68	0.45	Σ (x _i y _i)	7.04
02	466.93	0.79	0.62	0.45	Σ (x _i)	8.90
03	513.78	0.87	0.75	0.56	Σ (y _i)	9.51
04	487.13	0.82	0.68	0.75	Σ (x _i ²)	6.83
05	507.44	0.86	0.74	0.86	(Σ (x _i)) ²	79.16
06	562.38	0.95	0.90	0.73	Σ (y _i ²)	7.76
07	591.82	1.00	1.00	0.73	(Σ (y _i)) ²	90.48
08	493.33	0.83	0.69	0.57	n	12
09	397.85	0.67	0.45	0.40	r _{xy}	-0.06733
10	316.44	0.53	0.29	0.40		
11	329.43	0.56	0.31	0.51		
12	475.76	0.80	0.65	0.63		

P2 Biomasa					r _{xy} P2vsCCM	
Mes	Producción de aceite (MTon)	Y _i Normalizado	y _i ²	x _i y _i		
01	40.30	0.83	0.70	0.46	Σ(x _i y _i)	7.10
02	43.20	0.89	0.80	0.51	Σ (x _i)	8.90
03	48.30	1.00	1.00	0.64	Σ (y _i)	9.64
04	46.00	0.95	0.91	0.87	Σ (x _i ²)	6.83
05	40.60	0.84	0.71	0.84	(Σ (x _i)) ²	79.16
06	35.20	0.73	0.53	0.56	Σ (y _i ²)	7.92
07	42.70	0.88	0.78	0.65	(Σ (y _i)) ²	92.92
08	38.80	0.80	0.65	0.55	n	12
09	37.50	0.78	0.60	0.46	r _{xy}	-0.23997
10	36.10	0.75	0.56	0.56		
11	29.60	0.61	0.38	0.56		
12	27.30	0.57	0.32	0.44		

P3 Eólico					r _{xy} P3vsCCM	
Mes	Energía (kWh-mes)	Y _i Normalizado	y _i ²	x _i y _i		
01	467.41	1.00	1.00	0.55	Σ(x _i y _i)	6.97
02	427.80	0.92	0.84	0.53	Σ (x _i)	8.90
03	434.11	0.93	0.86	0.60	Σ (y _i)	9.48
04	377.37	0.81	0.65	0.73	Σ (x _i ²)	6.83
05	401.68	0.86	0.74	0.86	(Σ (x _i)) ²	79.16
06	430.33	0.92	0.85	0.71	Σ (y _i ²)	7.90
07	464.79	0.99	0.99	0.73	(Σ (y _i)) ²	89.85
08	346.69	0.74	0.55	0.51	n	12
09	252.66	0.54	0.29	0.32	r _{xy}	-0.19207
10	198.60	0.42	0.18	0.32		
11	243.05	0.52	0.27	0.48		
12	386.15	0.83	0.68	0.65		

P4 Solar					r _{xy} P4vsCCM	
Mes	Radiación Solar (Wh/m ² -mes)	Y _i Normalizado	y _i ²	x _i y _i		
01	184.18	0.86	0.74	0.47	$\Sigma (x_i y_i)$	7.80
02	183.10	0.85	0.73	0.49	$\Sigma (x_i)$	8.90
03	214.67	1.00	1.00	0.64	$\Sigma (y_i)$	10.57
04	193.87	0.90	0.82	0.82	$\Sigma (x_i^2)$	6.83
05	189.73	0.88	0.78	0.88	$(\Sigma (x_i))^2$	79.16
06	205.27	0.96	0.91	0.74	$\Sigma (y_i^2)$	9.37
07	198.35	0.92	0.85	0.67	$(\Sigma (y_i))^2$	111.75
08	201.53	0.94	0.88	0.64	n	12
09	193.26	0.90	0.81	0.53	r _{xy}	-0.28069
10	177.16	0.83	0.68	0.62		
11	157.52	0.73	0.54	0.67		
12	170.65	0.79	0.63	0.62		

- k) **Seguridad energética regional:** A continuación se presenta el cálculo del balance por área y el costo de las restricciones que constituyen los parámetros de calificación de este objetivo. En primer lugar, los proyectos obtienen una puntuación en relación con el área eléctrica de ubicación y la necesidad o no de importación. Posteriormente, cada proyecto obtiene un segundo puntaje de acuerdo con la capacidad de su recurso de aliviar las restricciones para cada periodo de demanda máxima, media y mínima y el costo operativo normalizado inherente a su recurso. Los cálculos del ejemplo se realizaron con proyecciones a 2021.

Proyecto	Área de ubicación	Balance por área			Generación de seguridad		
		Demanda [MW]	Capacidad Instalada [MW]	Necesidad de Importación	Dmax	Dmed	Dmin
P1 Eólico	GCM	891.40	375	1	1	1	1
P4 Solar	Córdoba - Sucre	782.23	752	1	1	1	1
P2 Biomasa	Meta - Guaviare	264.49	0	1	1	1	1
P3 Eólico	Nariño - Putumayo	207.09	0	1	1	1	1

Proyecto	Generación de seguridad vs Recurso			Costo operativo Normalizado	Calificación en restricciones	Calificación Total
	Dmax	Dmed	Dmin			
P1 Eólico	1	1	1	1	1	1.00
P2 Biomasa	1	1	1	1	1	1.00
P3 Eólico	1	1	1	1	1	1.00
P4 Solar	0	1	0	1	0.33	0.67

- l) **Reducción de Emisiones:** A continuación se presenta la calificación obtenida en reducción de emisiones para cada uno de los proyectos participantes de acuerdo con las reglas establecidas

Proyecto	Calificación obtenida
P1 Eólico	1
P2 Biomasa	1
P3 Eólico	1
P4 Solar	1

1.6.2 Puntuación de los Proyectos de los vendedores

A continuación se presenta el acumulado total de calificación para cada uno de los cuatro proyectos participantes en cada uno de los objetivos del Decreto 0570. Para este ejemplo, el puntaje mínimo seleccionado es la obtención de **50 puntos** y los pesos de cada objetivo son iguales para cada uno. Las funciones de puntuación se obtuvieron asignando el peor puntaje al mínimo valor que se considera factible obtener en la calificación de cada objetivo. En este ejemplo los cuatro proyectos han obtenido un puntaje total superior a 50, por lo tanto todos son habilitados para la fase de adjudicación.

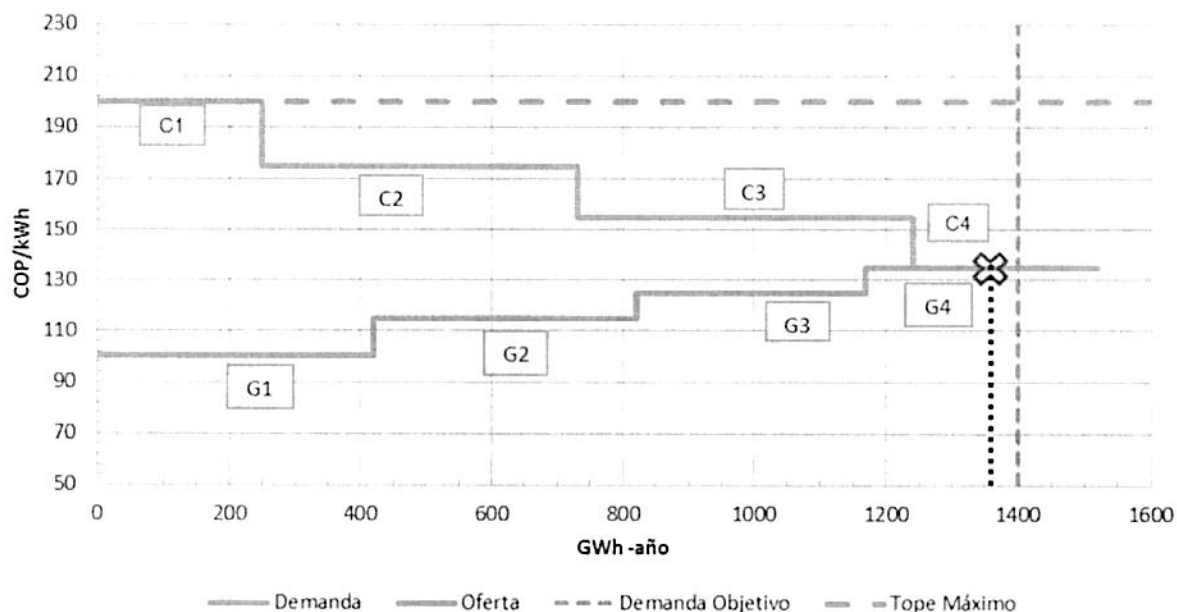
Puntaje mínimo	50 Puntos												
Proyectos	Resiliencia			Complementariedad			Seguridad Energética			Reducción de emisiones			Total
	W_1	Z_{1k}	$c_1(k)$	W_2	Z_{2k}	$c_2(k)$	W_3	Z_{3k}	$c_3(k)$	W_4	Z_{4k}	$c_4(k)$	
P1 Eólico	0.25	0.851683	88.80	0.25	-0.06733	83.34	0.25	1	100	0.25	1	100	93.03
P2 Biomasa	0.25	0.852627	100.00	0.25	-0.23997	96.82	0.25	1	100	0.25	1	100	99.21
P3 Eólico	0.25	0.850515	74.94	0.25	-0.19207	93.08	0.25	1	100	0.25	1	100	92.01
P4 Solar	0.25	0.848504	51.08	0.25	-0.28069	100.00	0.25	0.67	67	0.25	1	100	79.52

1.6.3 Adjudicación

A continuación se realiza el proceso de adjudicación que consiste en construir una curva de oferta, con las ofertas de venta agregadas de los generadores y una curva de demanda, con las ofertas de compra agregadas de los compradores. El cruce de estas curvas forma el punto de equilibrio y determina las ofertas de compra y venta que serán adjudicadas.

La demanda objetivo y el tope máximo representan parámetros de control en el proceso de adjudicación. La primera, restringe y forma la curva de demanda. El tope máximo, restringe las ofertas de venta.

En este ejemplo, ni el tope máximo, ni la demanda objetivo imponen restricciones en la adjudicación, por lo que las cantidades ofertadas por cada generador (G1 hasta G4) serán asignadas a cada comercializador (C1 hasta C4) a prorrata de su oferta de compra, hasta asignar la suma total de las cantidades correspondientes a las ofertas de venta.



La siguiente tabla ilustra la asignación de cantidades a cada comercializador con cada generador. Nótese que G1 tiene contratos con C1, C2, C3 y C4 y viceversa, situación que se repite con cada generador. Adicionalmente, el precio de los contratos del comercializador C1, es diferente para cada contrato y corresponde a la oferta de cada generador (pay as bid) G1 hasta G4, situación que se repite para cada comercializador. Finalmente, aunque las cantidades de las ofertas de venta fueron asignadas en su totalidad, no sucede lo mismo con las ofertas de compra, que tuvieron una asignación del 88% quedando un remanente de 165 GWh (12%) sin asignar correspondiente al comercializador C4.

Demanda	Generador 1		Generador 2		Generador 3		Generador 4	
	Q a asignar	Q asignado	Q a asignar	Q asignado	Q a asignar	Q asignado	Q a asignar	Q asignado
C1	250.00	77.49	172.51	73.80	98.71	64.58	34.13	34.13
C2	480.00	148.78	331.22	141.70	189.52	123.99	65.54	65.54
C3	510.00	158.08	351.92	150.55	201.37	131.73	69.63	69.63
C4	115.00	35.65	79.35	33.95	45.41	29.70	15.70	15.70
TOTAL	1,355.00	420.00	935.00	400.00	535.00	350.00	185.00	185.00

1.7 Experiencia nacional e internacional de mecanismos competitivos en el sector eléctrico, enfoque garantías.

En esta sección se presentan ejemplos de los mecanismos competitivos, para asignar las Obligación de Energía Firme – OEF y las expansiones del Sistema de Transmisión Nacional - STN. Adicionalmente se presentan las características de las garantías que requieren los agentes para tranzar en el Mercado Mayorista de Energía.

Esencialmente se busca ilustrar los diferentes tipos de garantías que se requieren según las características propias de los productos que entran a ser asignados.

1.7.1 Subastas del cargo por confiabilidad

El mecanismo utilizado para la asignación de la Energía en Firme del Cargo por Confiabilidad - ENFICC⁸¹, es una subasta dinámica holandesa de reloj descendente. El producto que se subasta es la Obligación de Energía Firme -OEF⁸² y pueden participar empresas de servicios públicos domiciliarios constituidas o con la promesa de constitución, al momento de iniciar la operación que tengan o planeen tener activos de generación, con su correspondiente energía firme, a partir de una fecha determinada y que resulten seleccionados en la subasta.

⁸¹ Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año. Resolución CREG 071 de 2006.

⁸² Vínculo resultante de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez. Esta cantidad de energía corresponde a la programación de generación horaria resultante del Despacho Ideal hasta una cantidad igual a la asignación hecha en la Subasta, considerando solamente la Demanda Doméstica, calculada de acuerdo con lo definido en esta resolución. Resolución CREG 071 de 2006.

En la subasta se ofrece la demanda del sistema que se pretende cubrir, la cual es resultante de la revisión periódica que adelanta la CREG, con información de la UPME sobre el comportamiento de proyecciones de crecimiento de la demanda, condiciones de hidrología y precios de la energía.

En la apertura de la subasta se informa la OEF requerida y cada participante decide el periodo de vigencia de la obligación, según el estado de su activo eléctrico: nuevo, en construcción, existente.

- Para activos nuevos, es decir su construcción no ha comenzado, la OEF debe tener una vigencia mínima de un año y máxima de veinte años.
- Para activos en construcción, se denomina activo especial, debe tener una vigencia mínima de un año y máxima de diez años.
- Para activos existentes, es decir se encuentra en operación comercial al momento de la subasta, la vigencia es de un año.

La apertura de la subasta la ordena la CREG y es realizada por el ASIC. La subasta tiene tres etapas:

1. Periodo de precalificación: desde la fecha en la que la CREG anuncia la subasta y la fecha en la que se lleva a cabo la subasta. Los interesados remiten la información requerida para participar en la asignación. Se verifica que los interesados cumplan con los requerimientos para así pasar a la segunda etapa. Los interesados deberán cumplir con:
 - 1.1 Presentar declaración ante la CREG de los parámetros para el cálculo de la ENFICC.
 - 1.2 Presentar declaración ante la CREG de la ENFICC de cada planta o unidad de generación con la que el generador o inversionista espera participar en la subasta, según la planta o unidad de generación de que se trate, se deberá tener en cuenta los requisitos exigidos en la Resolución CREG 071 de 2006 para cada tipo de planta.
 - 1.3 Presentar una póliza que asegure la posterior entrega de una garantía de contratación del suministro de combustibles y del transporte del gas natural.
2. Subasta: La subasta que se emplea para asignar las OEF es de reloj descendente: *"La Subasta para la Asignación de OEF es de una sola punta. Esto significa que en ella participan de manera activa los generadores e inversionistas potenciales, que hayan cumplido con los requisitos para participar, mientras que la disponibilidad de pago de la demanda total perteneciente al SIN está representada por una curva de demanda agregada establecida por la CREG y hecha pública con anterioridad a la subasta."*⁸³
 - 2.1 La primera ronda: Se definen los precios de inicio de la subasta: el precio de partida que corresponde a dos veces el costo del entrante y precio mínimo al cual cerrará la primera ronda de la subasta. Con estos dos precios, los oferentes presentan su curva de OEF al

⁸³ Revista CREG sobre el Cargo por Confiabilidad, www.creg.gov.co.

- ASIC⁸⁴, y éste en calidad de administrador de la subasta construye una curva de oferta agregada que cruza con la curva de demanda y comunica al subastador el exceso de oferta que resultó al precio de cierre de la ronda.
- 2.2 La segunda ronda: El subastador comunica el precio de cierre para esta ronda, que es inferior al precio de cierre de la primera, y el exceso de oferta. Los participantes envían su segunda curva de oferta retirando la energía firme de las plantas o unidades que a los nuevos precios no está dispuesto a ofertar, lo cual se repite hasta que el exceso de oferta sea mínimo.
- 2.3 Precio de cierre: El precio que resulta de la igualdad entre la oferta y la demanda es el Precio de Cierre de la subasta, y por lo tanto es el precio al que serán remuneradas todas las OEF, que se asignen a los participantes seleccionados en la subasta para abastecer la demanda.
3. Periodo de planeación: Construcción de nuevas plantas o unidades de generación que se comprometen a entregar su energía firme a partir de la asignación.
4. Periodo de vigencia de la obligación: Los oferentes adjudicatarios recibirán una certificación expedida por el ASIC, en donde consta la asignación de una OEF producto de un proceso de subasta dinámica de negociación. Esta certificación representa el título para el pago del cargo por confiabilidad, el periodo de vigencia de la OEF, el Precio de Escasez y el Precio de Cierre de la subasta.

Durante este periodo el adjudicatario deberá generar la cantidad diaria de energía firme asignada y mantener vigentes los contratos de suministro y transporte de los combustibles asociados a su tecnología. En caso contrario, el generador deberá mantener vigentes las garantías de cumplimiento que aseguren la renovación de los contratos de combustibles y transporte del combustible durante ese tiempo.

Remuneración:

La remuneración que los oferentes ganadores de cada subasta recibirán a futuro es un pago conocido y estable, pagado durante un plazo determinado resultante del proceso de la subasta, con la condición de estar disponible para entregar la cantidad de energía comprometida en el momento en que el precio de bolsa supera un umbral previamente denominado precio de escasez.

El precio por cada kilovatio hora de la OEF corresponde al precio de cierre de la subasta en la cual el agente vendió su energía firme, y se denomina *Precio del Cargo por Confiabilidad*, el cual se pagará cuando se haya solicitado o no la OEF. Ahora bien, cuando esta energía es requerida,

⁸⁴ Dependencia del Centro Nacional de Despacho de que tratan las leyes 142 y 143 de 1994, encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC). Resolución CREG 071 de 2006.

además del Cargo por Confiabilidad el generador recibe el Precio de Escasez por cada kilovatio hora generado asociado a su OEF. En caso de generar una energía mayor a su Obligación, este excedente se remunera a precio de bolsa⁸⁵.

Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

Garantías:

El reglamento de las garantías para el Cargo por Confiabilidad está contenido en la Resolución CREG 061 de 2007.

Las garantías tienen el propósito de cubrir el incumplimiento ante la falta de entrada en operación de la unidad de generación, dentro del plazo manifestado o la falta de suministro o transporte del combustible asociado a la tecnología de generación.

Estas garantías son bancarias con el fin de que el ASIC las haga efectivas inmediatamente por la declaración de incumplimiento, cubriendo todas las obligaciones a cargo del adjudicatario de la OEF y el beneficiario (ASIC).

El esquema exige garantías que aseguren:

- i. Amparar la participación en las subastas o en el mecanismo de asignación que haga sus veces.
- ii. Amparar la construcción y puesta en operación de plantas y/o unidades de generación.
- iii. Amparar la disponibilidad de contratos de combustible durante el período de planeación.
- iv. Amparar la energía firme incremental referente a una declaración de energía firme superior a la ENFICC base, para el caso de plantas hidráulicas.
- v. Amparar la continuidad de contratos de combustible cuando su duración es inferior al período de vigencia de la obligación.
- vi. Amparar el incremento futuro de ENFICC debido a la mejora en el índice IHF de una planta o unidad de generación.

El periodo de vigencia de las garantías para el cumplimiento de las obligaciones asociadas al Cargo por Confiabilidad, es de mínimo doce meses.

Para verificar el cumplimiento de las obligaciones asociadas a la construcción o reposición de la unidad de generación para el Cargo por confiabilidad, se contratará a un auditor externo de la lista de firmas de ingeniería con experiencia en construcción o interventoría de proyectos de generación de energía eléctrica, que adopte el Consejo Nacional de Operación. Este deberá emitir un concepto técnico sobre el estado de avance del proyecto y la posibilidad de incurrir en un incumplimiento grave o insalvable o no grave.

⁸⁵ Revista CREG sobre el Cargo por Confiabilidad, www.creg.gov.co.

En caso de un incumplimiento no grave se deberá ajustar el cronograma y el adjudicatario tendrá la obligación de ampliar el plazo de la garantía y aportar un contrato de respaldo, vigente desde la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación y hasta la nueva fecha de puesta en operación de la planta. La omisión en la obligación de garantizar la Obligación de Energía Firme a través de un Contrato de Respaldo, dará lugar a que el incumplimiento se considere grave e insalvable.

En el segundo caso, un incumplimiento grave e insalvable se ejecutará la garantía y el adjudicatario pierde la asignación de la OEF y la remuneración.

Los instrumentos admisibles para garantías nacionales son:

1. **Garantía Bancaria:** Instrumento mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, garantiza de forma incondicional e irrevocable, el pago de las obligaciones indicadas en el presente Reglamento. La Garantía será pagadera a la vista y contra el primer requerimiento escrito en el cual XM S.A. ESP, en calidad de ASIC, informe que el Agente o Persona Jurídica Interesada no ha dado cumplimiento a las obligaciones objeto de la garantía. La forma y perfeccionamiento de esta garantía se regirá por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.
2. **Aval Bancario:** Instrumento mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, interviene como avalista respecto de un título valor, para garantizar el pago de las obligaciones indicadas en el presente Reglamento. La forma y perfeccionamiento de esta garantía se regirá por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.
3. **Carta de Crédito Stand By:** Crédito documental e irrevocable, mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal, al pago de las obligaciones indicadas en el presente Reglamento, contra la previa presentación de la Carta de Crédito Stand By. La forma y perfeccionamiento de ésta se regirán por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.

La carta de crédito stand by representa el instrumento admisible para garantías internacionales. Este Crédito documental e irrevocable es mediante el cual una institución financiera se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal, al pago de las obligaciones de la OEF contra la previa presentación de la Carta de Crédito Stand By.

1.7.2 Esquema de convocatoria del Sistema de Transmisión Nacional

Para garantizar la ejecución del Plan de expansión del STN a mínimo costo, el Ministerio de Minas y Energía delegó a la UPME para que elabore los Documentos de Selección de cada obra a ser convocada mediante la ejecución de los proyectos cuya reconstrucción deba iniciarse el siguiente año al de la definición del Plan.

Mediante la Resolución MME No.180924 de 2003, el Ministerio de Minas y Energía, establece y desarrolla el mecanismo de las Convocatorias Públicas, para la ejecución de los proyectos

definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional y las responsabilidades, la forma de selección de los inversionistas y la necesidad de un interventor.

Dicha resolución establece que las convocatorias públicas corresponden a procesos de invitación abierta al público, para que los agentes económicos en condiciones de libre concurrencia presenten propuestas para la ejecución a mínimo costo de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional, con independencia del nivel de tensión en el cual deban ejecutarse.

En los Documentos de Selección se incluirá la información básica de cada proyecto tal como:

- Nivel de tensión,
- Número de circuitos,
- Capacidad de transporte,
- Puntos de conexión,
- Estándares de operación,
- Fecha requerida de puesta en servicio.
- El tiempo de remuneración del IAE.
- Requisitos del inversionista.

Igualmente, en este documento se fijarán los requisitos que debe cumplir el proponente, en lo relacionado con las condiciones de capacidad jurídica, experiencia técnica y financiera, y el perfil del flujo de Ingresos del proyecto.

Es importante señalar que para estos procesos, los inversionistas deben evaluar las condiciones y gestiones ambientales que deben adelantar para el cumplimiento del proyecto.

En los procesos de convocatoria del STN, pueden participar empresas de transmisión o de servicios públicos domiciliarios según los porcentajes de integración a los que deban sujetarse, y obligatoriamente la empresa de Interconexión Eléctrica S.A. Las empresas constituidas como E.S.P. que deseen participar en los Procesos de Selección, deberán tener como objeto exclusivo la actividad de Transmisión Nacional en lo relacionado con el sector eléctrico. Así mismo, un proponente que sin ser E.S.P, gane la convocatoria, deberá constituirse como tal, con objeto exclusivo en Transmisión Nacional en lo relacionado con el sector eléctrico. Cada oferente tiene la obligación de presentar una póliza de seriedad de la oferta y en caso de ser seleccionado deberá presentar una garantía líquida bancaria.

El proceso de selección para la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN, es abierto por la UPME anualmente, entidad que elabora las especificaciones técnicas generales contenidas en los pliegos de condiciones puesto que las especificaciones técnicas detalladas son establecidas por el agente seleccionado.

El criterio fundamental de selección del transmisor ganador es el menor precio. Este precio es el resultado de la comparación del Ingreso Anual Esperado (IAE), que propone cada oferente en su respectiva propuesta, calculando el Valor Presente del Ingreso Anual Esperado, para cada uno de los veinticinco (25) primeros años de entrada en operación del proyecto, estimación que se

realiza aplicando la tasa de descuento, aprobada por la CREG y establecida en los Documentos de Selección correspondientes, en dólares constantes.

Todos los proponentes efectúan su oferta en sobre cerrado. La UPME publica por lo menos cinco (5) días hábiles previos a la selección, la lista de todas las ofertas, indicando cuáles no podrán ser seleccionadas. Para la no selección podrán invocarse exclusivamente las siguientes causas:

- Él o los proponentes contravienen lo dispuesto en el Artículo 10 de la Resolución CREG 022 de 2001.
- Él o los proponentes no presentaron la póliza de seriedad, o no manifestaron el compromiso de constituir la póliza de cumplimiento.
- La propuesta técnica de él o los proponentes no corresponde al proyecto objeto de la convocatoria.
- Él o los proponentes no presentaron un cronograma para el desarrollo del proyecto.
- Él o los proponentes, no manifestaron el compromiso de cumplir con el Reglamento de Operación y la reglamentación que expida la CREG.

La selección se efectúa en audiencia pública donde los proponentes pueden manifestar por escrito las observaciones que tengan a la calificación, dos (2) días antes a la realización de la audiencia pública. Cuando en un Proceso de Selección solamente resulte un único proponente, ya sea por ser el único que cumple con los requisitos exigidos o por ser el único que se presente, la selección estará sujeta a la aprobación de la CREG. Si a criterio de la CREG la propuesta no es conveniente, el proceso de convocatoria para la ejecución del proyecto correspondiente se iniciará nuevamente.

Cada proyecto debe contar con una Interventoría cuyos costos son asumidos por el oferente seleccionado y son informados por la UPME, así como su forma de pago, con al menos un (1) mes de anticipación a la fecha de cierre prevista para recibir las ofertas de quienes participan en las Convocatorias Públicas, con el objeto de que éstos incluyan dicho costo dentro de sus ofertas.

Remuneración:

El mecanismo de remuneración al proponente ganador corresponde al IAE, en dólares constantes del 31 de diciembre del año inmediatamente anterior, para cada uno de los primeros veinticinco (25) años siguientes a la entrada en operación del proyecto que corresponde al propuesto por el oferente seleccionado. Este Ingreso deberá reflejar los costos asociados con la Preconstrucción, (incluyendo diseños, servidumbres, estudios y licencias ambientales) y construcción (incluyendo la interventoría de la obra y las obras que se requieran para la viabilidad ambiental del proyecto), el costo de oportunidad del capital invertido y los gastos de administración, operación y mantenimiento del equipo correspondiente.

La liquidación y pago mensual del Ingreso correspondiente, se actualizará anualmente con el IPP y se efectuará en pesos colombianos sobre una base mensual calendario, dividiendo por doce (12) dicho Ingreso y actualizándolo con la Tasa de Cambio Representativa del Mercado del último día hábil del mes a facturar, publicada por el Banco de la República. Para la facturación, liquidación y pago del primer mes de Ingresos, se tomará en cuenta el primer mes calendario

completo de puesta en servicio. En consecuencia no se reconocerá facturación por fracción de mes.

A partir del año 26, el transmisor percibirá el Ingreso Anual por los activos del proyecto, así como el Ingreso Anual aplicable a los activos existentes, que no hayan sido objeto de convocatorias, de acuerdo a la fórmula establecida por la CREG.

El Ingreso anual esperado debe ser oficializado mediante una resolución expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Garantías:

El esquema de las convocatorias del STN exige la presentación de ciertas garantías líquidas tanto al momento de presentación en la convocatoria como al momento de ser seleccionado.

Para la presentación de la oferta se requiere adjuntar una Garantía de seriedad de la oferta. Al momento de ser seleccionado deberá presentar una Garantía de cumplimiento de obra.

Las garantías o pólizas requeridas deben cumplir con los siguientes criterios:

- Que sean otorgadas de manera incondicional e irrevocable a favor del ASIC, o quien realice sus funciones.
- Que otorguen al ASIC, la preferencia para obtener de manera inmediata, incondicional, a primer requerimiento el pago de la obligación garantizada.
- Que sean líquidas y fácilmente realizables en el momento en que deban hacerse efectivas.
- Que la entidad otorgante cuente con una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo o de fortaleza patrimonial de al menos un grado de inversión por parte de una Agencia Calificadora de Riesgos, vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- Que la entidad otorgante, renuncie a requerimientos judiciales, extrajudiciales o de cualquier otro tipo, para el pago de la obligación garantizada.
- Que tengan un valor calculado en moneda nacional y sean exigibles de acuerdo con la ley Colombiana.
- Que el valor pagado por la entidad otorgante sea igual al valor total de la cobertura, es decir, el valor pagado debe ser neto, libre de cualquier tipo de deducción o retención por parte de la entidad otorgante.

La garantía que debe constituir el usuario solicitante de la conexión, se otorgará por un monto igual al 40% del costo del proyecto de expansión, calculado con el valor de las Unidades Constructivas que lo conforman o de las que le sean asimilables.

Cuando los componentes del proyecto no estén todos definidos como unidades constructivas, la UPME podrá estimar un valor para ellos, con el propósito de calcular el costo total del proyecto.

El monto de la cobertura de la garantía se calculará con base en el valor, en pesos colombianos, con el que se estén valorando las Unidades Constructivas, a la fecha en que se constituya la

garantía, y se actualizará cada doce meses con la misma variación que se presente en el valor de dichas unidades. Cuando entren en operación comercial las unidades de generación, el generador podrá presentar al ASIC, una reducción del valor de la cobertura de la garantía, en una proporción igual a la que equivale la capacidad que haya entrado en operación, frente a la capacidad total de generación para la cual se asignó la capacidad de transporte.

Las garantías se harán efectivas por las siguientes causales:

- 1) El vencimiento de la fecha prevista para la puesta en operación del proyecto, sin que se haya producido la puesta en operación del mismo, salvo que antes de esta fecha el Transmisor: i) haya prorrogado la vigencia de la garantía, ii) haya informado al ASIC una nueva fecha de entrada en operación del proyecto de transmisión por circunstancias distintas a atrasos por fuerza mayor, por alteración del orden público acreditada, o por demoras en la expedición de la licencia ambiental, originadas en hechos fuera del control del Proponente Seleccionado y de su debida diligencia, y iii) se haya comprometido a pagar incondicionalmente la facturación que emita el ASIC.
- 2) Para lo previsto en este literal, la fecha de puesta en operación del proyecto de transmisión se podrá prorrogar solamente por una vez y no se desplazará en el tiempo el flujo de Ingresos aprobado por la CREG. Vencida la nueva fecha sin que se haya producido la puesta en operación se ejecutará la garantía.
- 3) Incumplimiento grave e insalvable de requisitos técnicos del proyecto.
- 4) Abandonar o retirarse de la ejecución del proyecto.
- 5) No actualizar la garantía, el valor de la cobertura o no prorrogar su vigencia, en los términos establecidos en esta Resolución.

Las garantías son administradas por el ASIC y en caso de incumplimiento procede de la siguiente forma:

- 1) Si el oferente seleccionado no conecta o no pone en operación la nueva carga en la fecha prevista, el ASIC facturará mensualmente, durante los meses de atraso de la conexión, un valor equivalente al ingreso esperado del Transmisor liquidado por el LAC.
- 2) Durante los meses posteriores a los establecidos para el periodo de pruebas, el ASIC facturará mensualmente al generador un valor igual al que liquide el LAC, como ingreso esperado del Transmisor, hasta el mes en que entre en operación comercial al menos el 90% de la capacidad de la primera unidad de generación.
- 3) Cuando en la fecha prevista, no entre en operación comercial al menos el 90% de la capacidad total de generación para la cual se asignó la capacidad de transporte, el ASIC facturará al generador, durante cada uno de los meses de atraso, un valor igual al que liquide el LAC como ingreso esperado del Transmisor, disminuido en una proporción igual a la que equivale la capacidad que haya entrado en operación, frente a la capacidad total de generación para la cual se asignó la capacidad de transporte.

La fecha de entrada en operación está definida en los documentos de selección y puede ser modificada cuando ocurran atrasos por fuerza mayor o por actos mal intencionados de terceros, alteración del orden público acreditada con pruebas aportadas por el proponente provenientes de la autoridad nacional competente, o por demoras en la expedición de la licencia ambiental

originadas en hechos fuera del control del Proponente Seleccionado y de su debida diligencia, los cuales deben ser sustentados y comprobados debidamente.

Esta modificación debe estar aprobada mediante resolución de la CREG, y el Proponente deberá actualizar la póliza de cumplimiento por un periodo igual al tiempo desplazado.

La póliza o garantía debe ser expedida por el monto de la estimación anticipada de los perjuicios definidos en los Documentos de Selección.

Las garantías se deberán mantener vigentes desde la fecha de su presentación hasta la fecha de entrada en operación del proyecto de transmisión más doce (12) meses, para el caso de conexión de nuevas cargas; y hasta dos (2) meses después de la fecha informada por el generador para la entrada en operación comercial del total de la generación a la que se le asignó la capacidad de transporte, para el caso de los generadores.

Se entenderá que se cumple con la obligación de mantener vigente la garantía, cuando ésta se presente por la totalidad de la vigencia indicada en este numeral o con una vigencia inicial de un (1) año y se prorrogue conforme al requerimiento de vigencia establecido, por periodos mayores o iguales a un año, con al menos quince (15) días hábiles de anterioridad a la fecha de vencimiento de la garantía vigente.

La vigencia de la garantía deberá prorrogarse si la fecha de entrada en operación del proyecto de transmisión se cambia de acuerdo con lo previsto en esta Resolución. También deberá prorrogarse la vigencia cuando la conexión de la carga o del total de la generación, según sea el caso, no vaya a entrar en la fecha prevista, siempre y cuando quien se va a conectar al STN informe de esta situación al ASIC y se comprometa a pagar lo que le facture el ASIC.

1.7.3 Mercado Mayorista de Energía en el Sistema Interconectado Nacional

Tienen como finalidad asegurar el cumplimiento de las obligaciones que surjan a cargo de los agentes del mercado de energía mayorista, correspondientes a transacciones de energía en la bolsa, reconciliaciones, servicios complementarios, cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, servicios y, en general, por cualquier concepto facturado por XM en su calidad de ASIC y LAC⁸⁶.

El cumplimiento de todas aquellas obligaciones de generadores y comercializadores, que se formen en el mercado mayorista a través de la Bolsa de Energía, entre sí o respecto de los transportadores, será objeto de garantías a favor del administrador del SIC, de acuerdo con las condiciones y procedimientos establecidos en la resolución CREG 024-1995, y posteriormente modificada en la resolución CREG 116-1998.

Las garantías tienen como finalidad asegurar el cumplimiento de las obligaciones que surjan a cargo de generadores y comercializadores en el Mercado Mayorista, correspondientes a las transacciones en la bolsa de energía, por un monto no inferior al valor esperado de las compras

⁸⁶ Portal Web XM. <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/descripcion-garantias.aspx>



del generador o comercializador en esta bolsa. Para el efecto todos los agentes registrados en el SIC y que sean potenciales compradores en la bolsa de energía deberán cubrir sus eventuales obligaciones derivadas de operaciones en la bolsa mensualmente, por cualquiera de los siguientes medios:

- a) Constitución de una fiducia de garantía, a la cual se aporten activos realizables que permitan al Fiduciario, en un plazo razonablemente corto, liquidarlos en caso de incumplimiento y destinar su producto a la satisfacción de las obligaciones garantizadas.
- b) Constitución de una fiducia de administración y pagos, mediante la cual el generador o comercializador pignore todo o parte de los ingresos derivados de sus ventas a terceros, de manera que la totalidad o un porcentaje de ellos, pase forzosamente por las manos de la administración fiduciaria.
- c) Garantía de primera demanda como aval bancario, una carta de crédito stand by o una póliza de compañía de seguros.
- d) Realizar el pago anticipado a la bolsa de energía del monto esperado.
- e) Crear un fondo de sustentación con la participación de un número de agentes conformado por los aportes iniciales hechos por todos y por las cuotas periódicas que los mismos paguen, en función de su participación en el mercado, en los términos del SIC.
- f) Constituir otro tipo de garantías, como el depósito en garantía de títulos valores u otros documentos de inversión previamente calificados por el Administrador del SIC y depositados para tal efecto, en manos de éste o de una entidad financiera designada para tal efecto con funciones de custodia.

1.7.4 Experiencia internacional de garantías a proyectos de generación eléctrica asignados mediante subastas

La experiencia internacional referente a Garantía o pólizas en proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, presenta los siguientes tipos de garantía: 1) garantías o pólizas de oferta; 2) garantías o pólizas por retraso o sub-construcción; y 3) garantías o pólizas de desempeño. A continuación se presentan las características de estas, y el riesgo que su busca reducir en la incorporación de las mismas en el desarrollo proyectos⁸⁷.

El riesgo de no solicitar garantías o pólizas de oferta, es que permite que especuladores participen en el proceso competitivo y puedan ser adjudicatarios de proyectos. Al exigir esta garantía se crea mayor certeza que los contratos serán firmados.

⁸⁷ Power Auctions. Study Of Competitive Mechanisms To Procure Electricity Contracts In The Colombian Power System- Phase 2 Report.

La desventaja de pedir estas garantías es que se requiere mayores esfuerzos de tramitación y revisión por parte del administrador de la subasta. Por parte del oferente, impone requisitos financieros que podrían ser significativos para pequeños proyectos o nuevos agentes.

Las garantías o pólizas por retraso o sub-construcción, buscan garantizar que la construcción de las plantas se realice de acuerdo a lo contratado, evitando retrasos en la fecha de puesta de operación.

Las garantías o pólizas de desempeño, se establecen con el objetivo de permitir agregación temporal de entrega de la energía debido a la variabilidad de las fuentes y estabilización de la planta, y evitar desviaciones significativas en la entrega de energía. POWER AUCTIONS LLC, sugiere que se puede integrar las garantías o pólizas por retraso o sub-construcción con las de desempeño, incluyendo bandas sobre las cuales se mantenga las condiciones de la oferta sin ser penalizado⁸⁸.

A continuación se presentan la experiencia internacional referente a las distintas pólizas o penalidades en proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

Tabla 1. Experiencias internacionales de garantías en proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

	CALIFORNIA	BRASIL	ALEMANIA	PERÚ
Garantía/Póliza de oferta	No requiere	Requiere. Se valora de acuerdo al costo estimado del proyecto	Requiere. Se valora de acuerdo a la capacidad del proyecto.	Requiere. Se valora de acuerdo a la capacidad del proyecto.
Garantía o Póliza por retraso o sub-construcción	No especifica	Requiere. Se valora de acuerdo al costo estimado del proyecto. (no se han aplicado estas penalidades debido a que las mismas no tiene origen en el desarrollador del proyecto, y están más relacionadas a expansiones de red u obtención de licencias ambientales)	Requiere. Se valora de acuerdo a la capacidad del proyecto, y estado de licencias requeridas de construcción.	Requiere. Se valora de acuerdo a la capacidad del proyecto. Adicional debe presentar periódicamente informe sobre avance del proyecto.
Garantía o Póliza de desempeño	Requiere. Se estima para: 1) Sub/producción	Requiere. Se estima para sobre/sub producción. Se establecen bandas.	No especifica	No especifica

⁸⁸ Ibid

	CALIFORNIA	BRASIL	ALEMANIA	PERÚ
	2) Garantizar la coherencia con el perfil de generación 3) Responsabilidad civil contra pérdidas de servicios	Varía dependiendo de la tecnología y el tipo de subasta. Tienen en consideración periodos de estabilización de planta.		

Fuente: Auction Design: Sellers' Liabilities. International Renewable Energy Agency (IRENA). 2015.

1.8 Pre-calificación de los proyectos participantes

En esta sección se presentan los requisitos típicos que las empresas interesadas en ofrecer productos son evaluadas según referentes a aspectos legales, financieros y técnicos. La precalificación busca evaluar la habilidad de los contratistas para la entrega satisfactoria del producto y en dado caso de las obras.

La evaluación de los antecedentes legales, consistirá en determinar la situación jurídica de los proponentes, así como también si han sido sancionados o inhabilitados por alguna autoridad, con motivo del incumplimiento de sus obligaciones contractuales.

La capacidad financiera, hace referencia a los antecedentes financieros del proponente con el objeto de demostrar una situación contable y financiera, para los cuales se le exigirá a cada proponente que presenten sus estados financieros debidamente auditados por una firma de auditores de reconocido prestigio, que le permita cumplir con las obligaciones que asumirá con la entidad contratante oportunamente.

La capacidad técnica, hace referencia a los antecedentes que acrediten las especialidades y experiencias de los proponentes para el acto de selección de contratista de que se trate. Cada proponente deberá acompañar todos los antecedentes necesarios para acreditar la capacidad técnica que le permita cumplir con el objeto del contrato.

En la Ilustración 4, se presenta una serie de requisitos a solicitarse en esta etapa luego de la propuesta de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional – USAID al Ministerio de Minas y Energía, en el marco de un acuerdo de cooperación de esta entidad con el Gobierno Nacional.

Ilustración 4. Requisitos legales, financieros y técnicos de precalificación.

TÉCNICA	LEGAL	FINANCIERA
• Certificar inscripción en el registro de proyectos de generación, mínimo en la fase 2. • Certificar concepto de conexión. • Presentar fecha de entrada en operación comercial del proyecto, y curva S con hitos de construcción. • Presentación de información técnica del proyecto.	• Estar constituido en Colombia • Certificación de propiedad ó autorización del propietario. • Oferta vinculante e irrevocable. • Promesa de sociedad futura como empresa de Servicios Públicos Domiciliarios (ESP). • Información legal solicitada por la UPME.	• Garantía de seriedad de la oferta del proyecto de generación. • Capital contable que exceda el requisito de garantías de seriedad de las ofertas. • Información financiera que solicite la UPME.

Fuente: USAID. Elaboración propia

1.9 Análisis de impacto normativo de la propuesta

Uno de los objetivos de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos OCDE, es ayudar a los gobiernos a mejorar la calidad regulatoria; es decir reformar la regulación para impulsar la competencia, la innovación, el crecimiento económico, mejorando la calidad regulatoria para contribuir a la obtención de los objetivos sociales de los estados.

Para lograr dicho objetivo, se hace necesario acudir al análisis de impacto normativo AIN, en el proceso de toma de decisiones en Colombia, como herramienta dirigida a fortalecer la confianza, efectividad y transparencia de la normatividad, garantizando la publicidad de las mismas, y permitiendo la participación efectiva de los ciudadanos y grupos de interés, con el fin de establecer los posibles impactos económicos, fiscales, ambientales y sociales.

AIN como herramienta de Mejora Normativa

En Colombia, dentro del Documento CONPES 3816 de 2014, se establece el análisis de impacto normativo AIN, como una de las Herramientas para la política de Mejora Normativa y la define de la siguiente manera:

“El AIN (o RIA por sus siglas en inglés) es un instrumento que aplica la administración pública luego de la intención de intervenir mediante una norma. Esta herramienta examina y cuantifica los beneficios, costos y efectos que probablemente una nueva norma o un cambio en ésta pueda generar (OCDE, 2011, pág. 23). Esta herramienta incluye la Evaluación de alternativas normativas que implica el análisis de la posibilidad de

Página 46 de 54

implementar otros instrumentos que permitan solucionar la problemática que enfrenta el regulador. Algunas de éstas alternativas son: co – regulación, la cuasi – regulación, y la auto – regulación, entre otras.”

Adicionalmente el uso de esta herramienta tiene como fin facilitar la toma de decisiones con base en evidencia, incorporando el análisis de alternativas de intervención y sus impactos para así mejorar los procesos de consulta, la divulgación y acceso a la información relacionada con el proceso de emisión normativa.

En consecuencia y teniendo en cuenta los estándares de los países OCDE, los reguladores deben aplicar procedimientos para realizar consulta pública y dar aplicación al AIN.

Así mismo el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, dispone el deber de las autoridades de informar al público de proyectos específicos de regulación y la información en que se fundamenten, con el objeto de recibir opiniones, sugerencias o propuestas alternativas, en virtud del principio de participación que rigen las actuaciones administrativas de que trata numeral 6 del citado artículo 3 ibídem.

El Departamento Nacional de Planeación (DNP), en el año 2015, presentó la Guía Metodológica de Análisis de Impacto Normativo, diseñada para ayudar a la elaboración de un AIN, usando buenas prácticas internacionales y la experiencia acumulada por la OCDE, teniendo en cuenta que la intervención regulatoria tiene impactos en la sociedad y en la economía de un país.

A continuación se abordan las etapas básicas de esta herramienta que se establecieron en la referenciada guía y que fueron aplicadas a lo largo del presente estudio.

1.9.1 Definición del problema

Del análisis presentado en la sección 1.1, Mecanismos Mercado de Energía Mayorista –MEM, se evidenció que actualmente no existe un mecanismo de contratación a largo plazo, que forme un precio eficiente y que adicionalmente proporcione herramientas para cumplir los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018.

1.9.2 Definición de los objetivos

En esencia la implementación de dicho mecanismo de mercado que complemente los mecanismos existentes debe buscar que se logren los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018 que son:

- i. Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo
- ii. Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes

- iii. Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica;
- iv. Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional
- v. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

1.9.3 Selección de opciones y/o alternativas

En esta etapa, dentro de la sección 1.2, han sido plasmados los criterios de evaluación de cada objetivo propuesto en el Decreto 0570 de 2018, además de los principios rectores y las características que debe cumplir el mecanismo planteado.

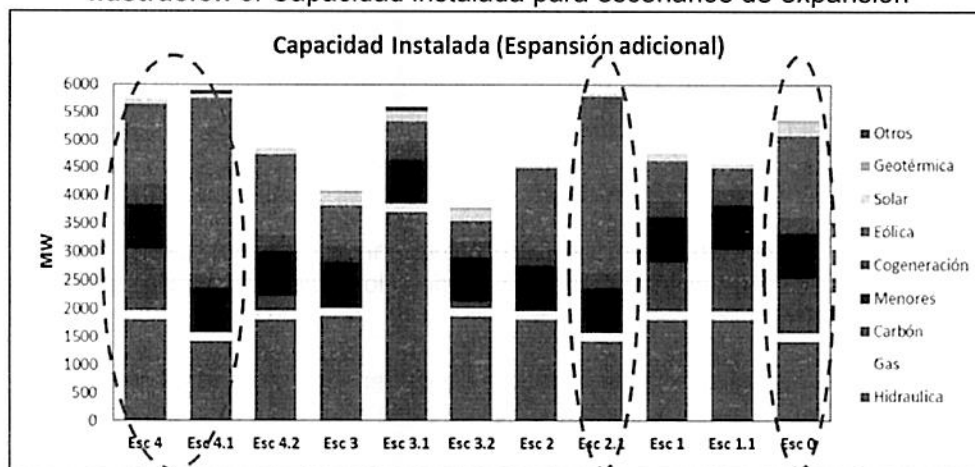
Igualmente en la sección 1.5 se ha realizado un análisis de comparación de las diferentes alternativas de diseño del mecanismo de mercado del que trata el Decreto 0570 de 2018.

1.9.4 Preparación del análisis de impacto

Los impactos de este mecanismo han sido y seguirán siendo evaluados por la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, mediante los Planes de Expansión de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, de conformidad con las competencias que le han sido asignadas.

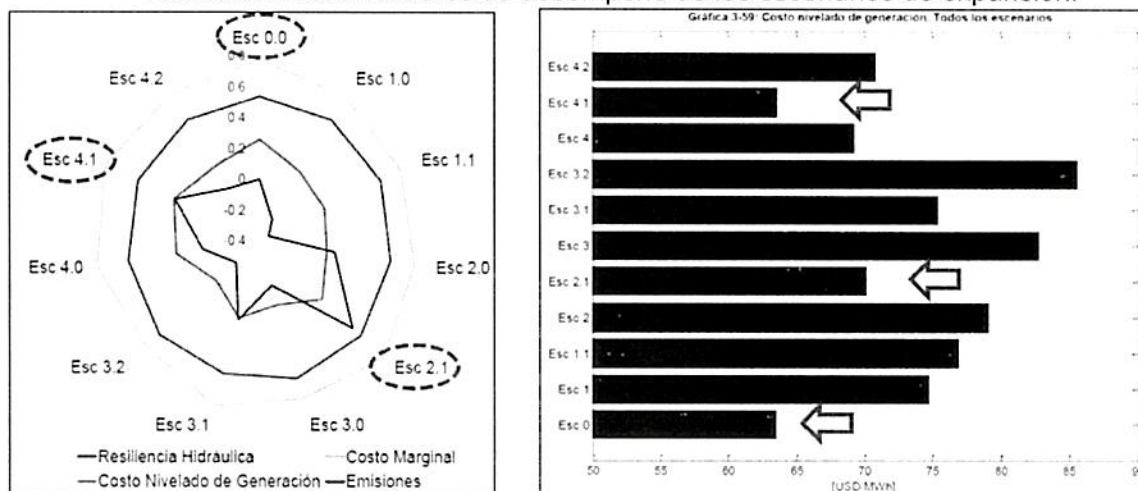
Así, la ilustración 5 y 6 muestra que los escenarios de expansión que tienen mayor participación de fuentes no convencionales de energía renovable, presentan los mejores indicadores en términos de costos, emisiones y confiabilidad.

Ilustración 5. Capacidad instalada para escenarios de expansión



Fuente: UPME.

Ilustración 6. Indicadores de desempeño de los escenarios de expansión.



Fuente: UPME.

1.9.5 Elaboración de la conclusión

Como resultado del análisis de los distintos mecanismos competitivos de asignación existentes, tales como rondas de Negociación, asignación administrativa, sistema de *Swiss Challenge*, se optó por elegir la subasta de dos puntas debido a las características que presenta y que permitirían resolver el problema y alcanzar los objetivos planteados. Los argumentos se pueden observar en la sección 1.5.

De acuerdo con todo lo anterior, se hace necesario definir e implementar un mecanismo complementario y competitivo en el Mercado de Energía Mayorista que viabilice la entrada en operación de proyectos de generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales de energía renovable.

1.9.6 Diseño de la implementación y monitoreo

En este punto, la Ley 143 de 1994 en su literal g), atribuyó a la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, la función de Establecer y operar los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda en energía, por lo tanto la implementación y el monitoreo estará a su cargo.

1.9.7 Consulta

De conformidad con 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, se abordará esta

etapa, con el fin de recolectar información, estructurar posibles soluciones y mitigar problemas futuros de implementación, para esto es indispensable la participación de grupos potencialmente afectados.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

El proyecto de resolución en mención aplica a los agentes del Mercado Mayorista de Energía.

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 resolución se encuentran contenidas en el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política, las Leyes 142 y 143 de 1994, y el artículo 2.2.3.8.7.1. del Decreto 1073 de 2015, 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. Este proyecto de resolución reglamenta el Decreto 0570 de 2018.

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 resolución es viable jurídicamente.

4. IMPACTO ECONÓMICO

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



5. DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

El presente proyecto de resolución 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, y Banco Mundial.

6. IMPACTO MEDIO AMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL

Por medio de este proyecto de resolución se promueve la contratación a largo plazo lo que tendrá un impacto positivo en el medio ambiente al incentivar la incorporación de fuentes de generación de energía que contribuyan a:

- Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.
- Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

7. EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA		EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS			
OBJETO DEL PROYECTO DE REGULACIÓN:		Definir el mecanismo de contratación de largo plazo de energía eléctrica descrito en la presente Resolución y de que trata la Sección 7 del Capítulo 8 del Título III del Decreto 1073 de 2015 (Decreto 570 de 2018)			No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:
ENTIDAD QUE REMITE:		Ministerio de Minas y Energía			FECHA: 18 de julio de 2018
CUESTIONARIO					
PREGUNTA		SI	NO	EXPLICACIÓN	OBSERVACIONES
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
a)	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X	El proyecto de resolución no otorga derechos exclusivos a ninguna empresa para ofrecer bienes. Cualquier empresa puede participar en el mecanismo de contratación que se define en el proyecto de resolución.	Cualquier empresa interesada puede participar en el mecanismo que se define en el proyecto de resolución. Se establecen prerequisites usuales de este tipo de procesos competitivos.
b)	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X	No se define ninguna licencia, permiso, autorización para operar o cuota de producción o de venta, todas las empresas interesadas podrán participar libremente en la subasta de que trata el proyecto de resolución en cumplimiento de los objetivos de política establecidos en el Decreto 570 de 2018.	El proyecto de resolución no establece ex ante ninguna cuota de producción o de venta. Luego de que la UPME realice el proceso de adjudicación que se describe en el proyecto de resolución, los participantes que resulten adjudicados deberán firmar contratos bilaterales con una cantidad y precio de energía.
c)	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X	El proyecto de resolución no limita la capacidad de las empresas para ofrecer un bien. Por el contrario, cualquier empresa puede utilizar o mejorar sus capacidades para participar en la subasta que se define.	La capacidad específica que deben cumplir las empresas interesadas en prestar este servicio está definida en la Ley 142 y 143 de 1994.
d)	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X	El proyecto de resolución no contiene disposiciones que afecten los costos de entrada o salida del mercado relevante para las empresas.	El mecanismo que se define en el proyecto de resolución permite que proyectos de generación de energía de cualquier empresa participen para obtener contratos de largo plazo. Requisitos de entrada o salida del mercado como las garantías financieras, son las usuales que se manejan en el mercado eléctrico colombiano.
e)	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X	El proyecto de resolución no impone restricciones geográficas, los participantes escogen libremente la ubicación de sus proyectos de generación eléctrica.	Los proyectos de generación de energía eléctrica que resulten adjudicados mediante el mecanismo que se define en el proyecto de resolución entregarán su energía a demanda que se encuentre en cualquier ubicación geográfica del país.
f)	Incrementa de manera significativa los costos:				
i)	Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X	El proyecto de resolución no incluye disposiciones que incrementen los costos para nuevas empresas, ni para algunas respecto de otras.	El proyecto de resolución pide a los proyectos de generación nuevos que presente cualquier empresa, es decir que no estén en operación al momento de ejecutar la subasta, la presentación de una curva S (cronograma) como requisito para participar en la subasta, requisito similar utilizado en mecanismos ya existentes. Esta curva servirá para monitorear el avance en la construcción del proyecto.
ii)	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		

2. ¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:					
a)	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X	El proyecto de resolución define un mecanismo para la contratación de largo plazo de energía eléctrica en el cual la formación de precios es libre de acuerdo con la participación de la oferta y la demanda.	El mecanismo para la contratación a largo plazo de energía eléctrica que se define en el proyecto de resolución es una subasta de sobre cerrado de dos puntas, de participación voluntaria para compradores y vendedores.
b)	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos.		X	Las empresas, nuevas o existentes, pueden participar y promocionar sus productos libremente en la subasta propuesta en el proyecto de resolución.	La participación de cualquier empresa en el mecanismo que se define en el proyecto de resolución es libre y voluntaria. De hecho, las empresas también pueden participar en cualquiera de los otros mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista.
c)	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
d)	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X	Las disposiciones contenidas en el proyecto de resolución no otorgan trato diferenciado a ninguna empresa, existente o entrante, con respecto de otra.	El proyecto de resolución pide los mismos requisitos para todos los agentes interesados en participar en el mecanismo que se define en el proyecto de resolución.
e)	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
f)	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X	El proyecto de resolución no limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.	El proyecto de resolución incluye disposiciones que le asignan puntaje a los proyectos que presente cualquier empresa con el fin de cumplir con los lineamientos de política establecidos en el Decreto 570 de 2018. El diseño de los criterios de calificación se establece para cumplir los lineamientos establecidos en el Decreto 570 de 2018.
g)	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas.		X	Por el contrario, el proyecto de resolución permite que las empresas innoven en sus procesos y desarrollen nuevos proyectos.	El proyecto de resolución, que reglamenta los lineamientos establecidos en el Decreto 570 de 2018, busca incorporar proyectos de generación eléctrica que contribuyan a la matriz de generación en los atributos definidos en el Decreto.
3. ¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:					
a)	Genera un régimen de autorregulación o coregulación.		X	El proyecto de regulación no incluye disposiciones que generen este tipo de regímenes.	El proyecto de resolución define un mecanismo de contratación a largo plazo que se desarrollará en armonía con los mecanismos ya existentes.
b)	Impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores (por ejemplo precios, nivel de ventas, costos, etc.)		X	El proyecto de regulación no incluye disposiciones que impongan la obligación a los participantes de entregar información sensible. La información que se solicita es información base y típica de procesos competitivos.	La información que se solicita a los proyectos es información técnica no sensible, necesaria para conocer su oferta. A las empresas participantes solamente se les pide información básica, no sensible, para superar la etapa de precalificación del proceso. En todo caso, la información se recibirá y manejará de acuerdo con la normatividad vigente.
CONCLUSIONES					
El objeto del proyecto de resolución es definir un mecanismo de contratación de largo plazo de energía eléctrica de acuerdo con lo establecido en el Decreto 570 de 2018. Este proyecto de acto administrativo no tiene incidencia sobre la libre competencia económica, el mismo propende por una participación voluntaria numerosa tanto de oferentes como demandantes en el proceso de adjudicación que se describe en el articulado.					

8. CONSULTA

El proyecto de resolución no está sujeto a consulta.

9. 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: Julia Gutiérrez ^{sb} – Bibiana Cuartas ^{ba} – Julián Rojas ^s - Manuel Socha ^{MSQ} – Natalia Roza ^A
Revisó: Camilo Táutiva, Juan Manuel Andrade
Aprobó: Camilo Táutiva, Juan Manuel Andrade