



ANDI

*Cámara de Grandes Consumidores
de Energía y Gas*

PL - PND

Análisis propuestas energía
Abril de 2019

LA ENERGÍA EL INSUMO DE TODA LA INDUSTRIA

DANIEL VICENTE ROMERO MELO

Director Ejecutivo

GUSTAVO A. CELIS.

Asistente

Contenido

INTRODUCCIÓN.....	4
1. Artículos 22 y 313 - Impacto de la sobretasa de 4\$/KWh a industriales y de Ampliar vigencia de los Fondos Eléctricos.....	4
1.1. Objetivo de los recursos.....	4
1.2. Importancia de la Energía en los costos de Producción	5
1.3. Los impuestos a la energía y la productividad total de los factores	7
1.4. Temporalidad de los Fondos.....	8
1.5. Recomendación	8
2. Artículo 298 - Obligar a los consumidores a comprar energía de fuentes renovables no convencionales.....	10
3. Artículo 21 - Cobro por parte de la UPME por consultoría y asesoría de proyectos	13

INTRODUCCIÓN

La Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI en su función de buscar mejorar la competitividad del insumo energético, presenta el análisis del impacto, que tendría para los grandes consumidores de energía eléctrica, la aprobación de los siguientes artículos del Proyecto de ley del Plan Nacional de Desarrollo:

- 1- Artículo 313 - Sobretasa de 4\$/KWh a industriales, comerciales y estratos 4, 5 y 6 para financiar el problema el Fondo Empresarial, temporal hasta el año 2022.
Artículo 22 - Ampliación del vencimiento de los fondos temporales (FAZNI, FAER Y PRONE) hasta el año 2030.
- 2- Artículo 298 - Obligar a los consumidores a adquirir energía a partir de fuentes renovables no convencionales - FNCER
- 3- Artículo 21 - Cobrar por los servicios de la UPME, respecto a la aprobación de conexiones y de la certificación de que los proyectos presentados cumplen las condiciones para ser considerados de eficiencia energética.

1. Artículos 22 y 313 - Impacto de la sobretasa de 4\$/KWh a industriales y de Ampliar vigencia de los Fondos Eléctricos.

1.1. Objetivo de los recursos.

Artículo 22

Los siguientes Fondos Eléctricos fueron creados como una medida temporal, en su mayoría con vencimiento antes del 2009 y persisten luego de 10 años.

- FAZNI. El Fondo de Apoyo financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (Ley 633 de 2000).
- FAER. El Fondo de Apoyo financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (Ley 788 de 2002).
- PRONE. Programa de normalización de redes. Inicialmente se financió con el 20% de los recursos del FAER (Ley 788 de 2002).

Estos fondos fueron creados para solucionar problemas puntuales y de forma temporal, pero dado que no han cumplido con su objetivo se han ido extendiendo. La propuesta del Artículo 22 es extenderlos hasta el año 2030. Estos Fondos le cuestan al país, 370 mil millones de pesos anuales y a la industria cerca de 100 mil millones anuales.

En el caso de las regiones interconectadas (FAER y PRONE), la regulación ha generado los incentivos para que los operadores de red puedan financiar la expansión con cargo a la tarifa y puedan realizar la normalización de redes, a través de un incremento en el cargo de

distribución, en el cual se reconoce un mayor nivel de pérdidas de energía, que se irá reduciendo siempre y cuando el distribuidor realice las inversiones necesarias. Es decir, la regulación por incentivos de la CREG reconoce una mayor tarifa para que el operador de red realice la expansión y la normalización de las redes. No se requiere un fondo especial, porque genera el incentivo a la proliferación de zonas de difícil gestión porque sin labor de recaudo, el ingreso será percibido por el operador de la red.

Artículo 313

Mediante el artículo 313, se crea una sobretasa de 4\$/KWh destinada al pago de las obligaciones financieras en las que incurra el Fondo Empresarial para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de las empresas de energía eléctrica en toma de posesión en el territorio nacional.

Dado que el estado se hará cargo del funcionamiento y correcta prestación del servicio de energía por parte de Electricaribe mientras se define el operador-inversionista que tomará las riendas de esta distribuidora-comercializadora, la imposición de la sobretasa tendrá como fin hacerse cargo del pago de las obligaciones financieras en las que se incurra en ese periodo de tiempo.

Estos recursos fiscales, serían para para el Fondo Empresarial que es administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos.

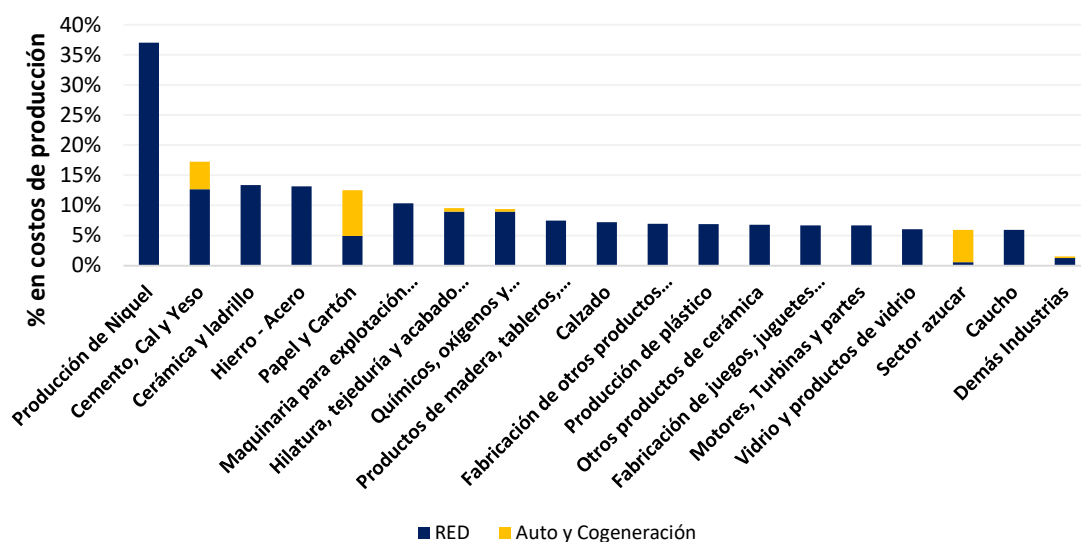
Cabe anotar, que, de acuerdo con la estrategia fijada por el Gobierno Nacional, el cronograma de definición del nuevo operador, se espera que este ejecutado en octubre de 2019. Los recursos de sobretasa, se propone que sean recaudados hasta diciembre del 2022.

1.2. Importancia de la Energía en los costos de Producción

La energía es uno de los insumos más importantes y representativos para la industria. Los sectores que son electro-intensivos deben buscar las mejores condiciones en términos de calidad y precio de las tarifas de energía para alcanzar la competitividad. Es por eso que imponer una sobretasa a los consumos de energía de los industriales tendría impactos económicos negativos que serían asumidos por el estado de resultado de las empresas (extracción de su renta) o se verían reflejados en los precios finales de los productos terminados, con lo cual incrementaría la inflación. Dado que la última situación no es la más frecuente, dado que los productos manufactureros compiten con el sector manufacturero mundial, la implicación es la reducción de la competitividad de la industria nacional.

La siguiente gráfica presenta los sectores con mayor participación de la energía en los costos de producción.

Gráfico 1. Energía en los costos de producción de los sectores industriales



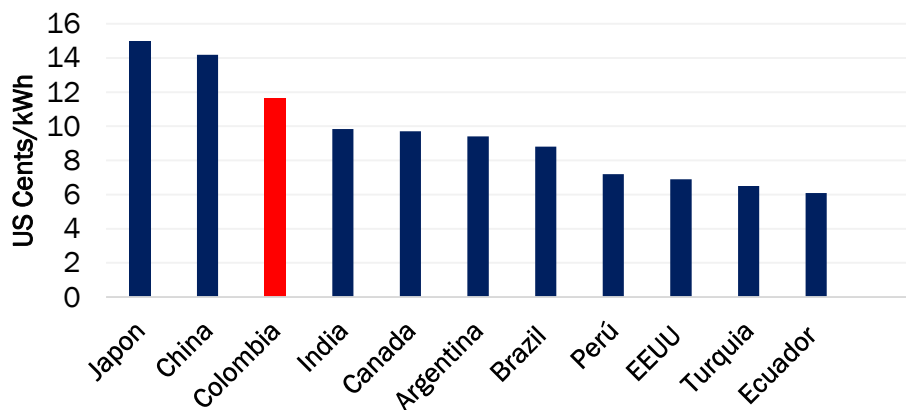
Producción de níquel: Fuente Cerromatoso

Fuente: EAM 2017. Elaboración Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas

Como se puede observar, los sectores en los cuales la energía tiene una mayor participación, son sectores con mercados muy competitivos a nivel mundial. La participación de la energía dentro de los costos de producción va desde el 5% hasta el 37%, lo que la convierte en un insumo de gran impacto en el precio de los productos manufactureros.

Por otro lado, los precios de la energía para la industria en Colombia están muy por encima de otros países de la región como Argentina, Brasil, Perú y Ecuador (gráfica 2), lo que crea una brecha en términos de eficiencia productiva para los empresarios. Lo anterior, ha sido corroborado con los estudios del sector, realizados por ECSIM (2013) y FEDESARROLLO 2009. La situación persiste como se evidencia en la comparación realizada por el Consejo Mundial de Energía en el año 2017.

Gráfico 2. Precio promedio de la energía para la industria



Fuente: World Energy Council, 2017

En el caso del sector industrial, el sobrecargo representa alrededor de 64 mil millones de pesos anuales. Lo que aumentaría aún más los precios unitarios de energía de la industria.

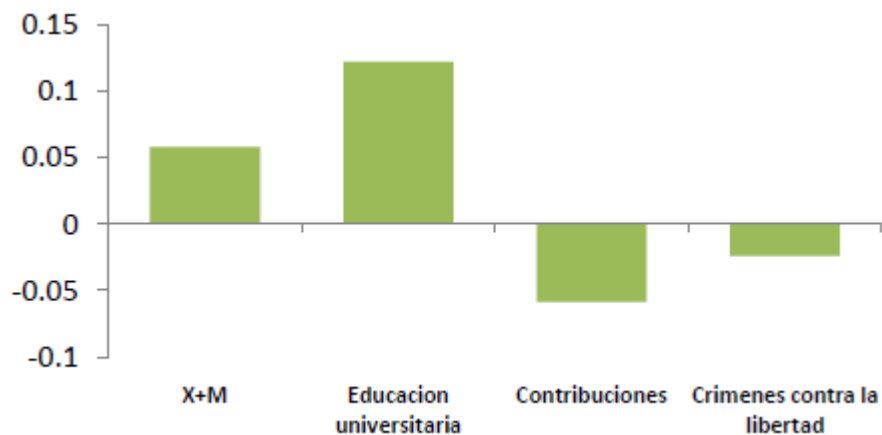
1.3. Los impuestos a la energía y la productividad total de los factores

En el año 2009, FEDESARROLLO analizó el impacto que tienen los impuestos a la energía, sobre la productividad total de los factores, encontrando que la carga de impuestos y contribuciones distorsionan el valor de la energía y qué como consecuencia de eso, para los sectores que son electro-intensivos en sus procesos de producción crea una disyuntiva entre lo que es más eficiente, si producir, o importar (para los casos en los que se puede sustituir producción por importación). Adicionalmente, FEDESARROLLO estimó que incrementos de 10% en impuestos de la energía al sector manufacturero reducen la tasa de crecimiento de la Productividad Total de los Factores (PTF) en cerca del 6%.

Por lo tanto, crear sobrecargos a la energía que consume el sector industrial, impacta negativamente la competitividad del país dado que las decisiones de nueva inversión en las actividades productivas que son intensivas en energía incluyen las distorsiones en los precios y, por ende, el incremento puede generar proyectos no desarrollados, que se traducen en empleos no generados que impactan negativamente el crecimiento económico del país.

Además, FEDESARROLLO, determinó que la PTF se incrementa en 0.05% con un mayor nivel de comercio internacional, es decir mayor producción y mayores niveles de exportación, mientras que se demostró que la PTF decrece en el mismo porcentaje cuando se eleva la carga impositiva (contribuciones al insumo eléctrico) sobre las empresas, como se puede observar en la siguiente gráfica. El término contribuciones se refiere a contribuciones con cargo a la tarifa eléctrica.

Gráfica 3. Parámetros determinantes del crecimiento de la PTF



Fuente: Cálculos de Fedesarrollo

Según el mismo informe de FEDESARROLLO, las contribuciones que pagan los generadores de energía (FAZNI – FAER – FOES – PRONE – Transferencias ambientales) y que se transfieren directamente a la tarifa de todos los consumidores, tienen el mismo impacto, en el caso del sector industrial.

1.4. Temporalidad de los Fondos.

Por otro lado, a pesar de que la sobretasa propuesta tiene vigencia hasta el 31 de diciembre de 2022, hay ejemplos muy diversos que demuestran que las contribuciones temporales no se desmontan porque los recursos siempre son escasos y se genera dependencia de los ingresos temporales. Lo ilustran casos como:

- El impuesto transitorio del 4X1000
- El impuesto al patrimonio

y en el sector eléctrico:

- El Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas – FAZNI, que vencía el 31 de diciembre del 2007 y que hoy se propone ampliar hasta el 2030.
- El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER, que vencía el 31 de diciembre de 2009 y que hoy se propone ampliar hasta el 2030.
- El Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE; cuya vigencia inicial era hasta el 31 de diciembre del 2009 y que hoy se propone ampliar hasta el 2030.

Por lo anterior, en el caso de la ampliación de la vigencia de los Fondos Temporales: FAER, FAZNI y PRONE, es urgente su financiación con cargo al Presupuesto General de la Nación. Le cuestan al país, 370 mil millones de pesos anuales y a la industria cerca de 100 mil millones anuales.

1.5. Recomendación

La tarifa de energía que se cobra a los consumidores no refleja únicamente los costos, dado que tiene varias distorsiones de impuestos y tasas que suman en este momento 21 \$/kWh, que equivale al 9% para un gran consumidor de energía y que con estos dos artículos puede llegar al 12%.

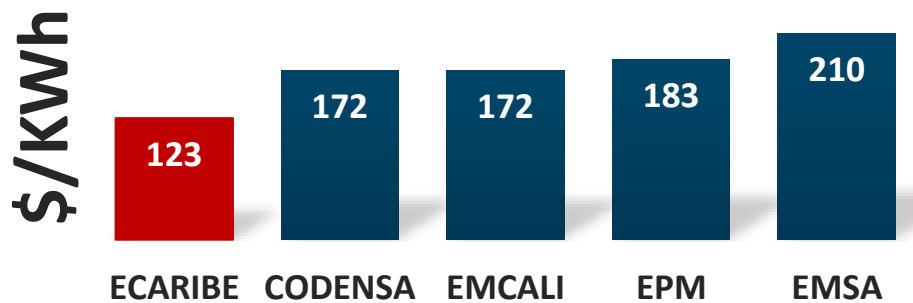
Esto incentiva a que empresas del sector manufacturero busquen soluciones de autogeneración y se desconecten total o parcialmente del Sistema Interconectado Nacional, lo cual impacta en la sostenibilidad del sector eléctrico dado que pierde consumidores de consumo constante y crea ineficiencias.

Considerando la necesidad de recursos para mejorar el servicio de energía eléctrica en la zona Caribe, proponemos para resolver el déficit financiero actual, hacer uso de los recursos de fondos ya existentes, tales como el Sistema General de Regalías - SGR, Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos FSRI, Fondo de Energía Social FOES, Programa de Normalización de Redes Eléctricas PRONE y Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER, y mejorar la calidad del servicio a través de inversiones con cargo a la tarifa, con la rentabilidad propia del negocio de distribución.

Por lo anterior, los recursos que requiere el mercado de Electricaribe deberán ser aportados por el nuevo operador, quien estará a cargo de todas las inversiones requeridas en la zona, las cuales serán remuneradas vía cargos de distribución acorde con la regulación vigente.

La tarifa de distribución de ELECTRICARIBE es un 34% menor a la tarifa del centro del país. ELECTRICARIBE está cobrando el 72% de la tarifa que cobra CODENSA, que es la segunda más baja de las 5 presentadas (gráfica 5), y el 59% de la tarifa de distribución que cobra EMSA.

Gráfica 5. Tarifa de distribución por distribuidor.



Fuente: Tarifas aplicadas, SUI. Elaboración: Cámara de Grandes Consumidores de Energía

Si se nivelan tarifas de distribución, con las tarifas que pagan todos los consumidores del interior del país, la empresa tendría ingresos cercanos a 700 mil millones de pesos anuales ó 560 millones, suponiendo un recaudo del 80%, el cual es un ítem en el que indudablemente mejorará un nuevo operador. Utilizando la tasa interna de retorno de la actividad de distribución que fue aprobada por la CREG, un nuevo operador podría realizar inversiones de hasta 4 billones de pesos, suponiendo un periodo de repago de apenas 10 años o 5.4 billones utilizando una vida útil de los activos de 20 años.

Tabla 1. Tasa de retorno de inversión.

Año	Tasa de retorno
2019	11,79%
2020	11,64%
2021	11,50%
2022 en adelante	11,36%

Fuente:

Elaboración: Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas

Por lo anterior solicitamos que se eliminen los artículos y se evalúen otras medidas que hagan más efectiva las actividades de supervisión y control a las empresas y que no afecten la competitividad industrial y el gasto de los hogares.

2. Artículo 298 - Obligar a los consumidores a comprar energía de fuentes renovables no convencionales.

El Proyecto de Ley del Plan Nacional de Desarrollo en la ponencia aprobada en primer debate, a través del Artículo 298, obliga a los comercializadores como representantes de la demanda, a adquirir energía eléctrica a partir de FNCER mediante contratos de largo plazo.

Desde la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI, consideramos que esta disposición perjudicará a los consumidores de energía de todo el país, toda vez que puede dar lugar a precios ineficientes, dado que:

- Estas tecnologías competirían únicamente entre sí mismas, perdiendo la oportunidad de asignar contratos en un proceso más competitivo, en el cual participen todas las tecnologías, generando un precio más eficiente.
- Contar con un consumidor que compra de manera obligada elimina el riesgo de asignación reduciendo los incentivos a competir por parte de los generadores FNCER.
- Da lugar al establecimiento de condiciones contractuales inconvenientes para los consumidores finales, quienes no pueden responder con la no aceptación a las características del producto ofrecido. En la pasada subasta realizada por el Gobierno Nacional, el producto tenía gran incertidumbre para el consumidor, por lo cual no se presentó. Pero en el mercado, hay proyectos que han ofrecido condiciones adecuadas y el consumidor ha suscrito compromisos de largo plazo y de manera voluntaria. Es decir, el mercado compra energía renovable no convencional, donde los riesgos son asignados por el mercado, porque las dos partes (oferta y demanda) pueden responder.

Los avances tecnológicos y beneficios tributarios ofrecidos por el Gobierno Nacional hacen posible que hoy en día las FNCER estén en capacidad de competir y ganarle a las demás tecnologías en condiciones de libre competencia, garantizando al usuario que el precio del contrato es el más eficiente.

Sin embargo, el artículo 298 propone limitar la competencia y obligar la compra por parte de la demanda, incentivando a los generadores FNCER a trasladar la mayor parte de los riesgos al consumidor y a ofertar precios cercanos al precio techo que establezca el Gobierno, y en consecuencia, el usuario estará obligado a comprar en un desbalance de riesgos y a precios más altos.

Al respecto se destaca lo siguiente:

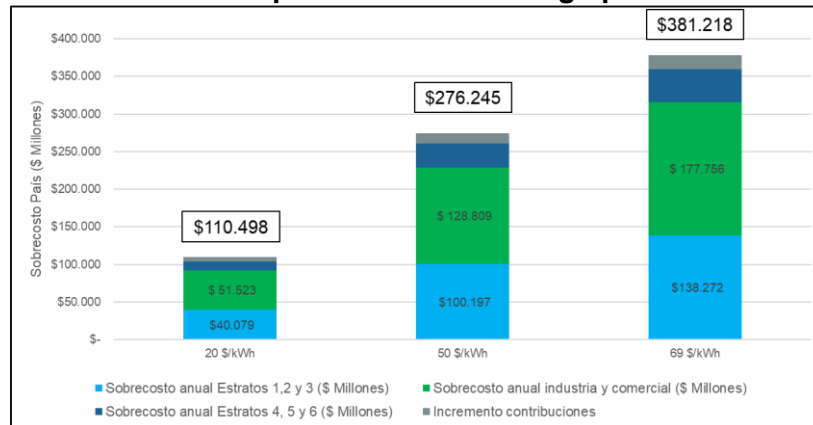
- La CREG permite el traslado a los consumidores regulados del precio de los contratos suscritos, producto de las convocatorias para mercado regulado en las que pueden participar todas las tecnologías, el cual ha estado entre 183 \$/kWh y 209 \$/kWh (carga de generación G, en precios constantes incluyendo CERE¹). Cabe resaltar que este contrato brinda cobertura de precio y cantidad a los consumidores a nivel horario.
- Para el caso de los consumidores no regulados, que durante el 2014- 2019 han recibido contratos con precios entre 148 \$/kWh y 184 \$/kWh (carga de generación G, en precios constantes incluyendo CERE), el sobrecosto para estos consumidores estaría entre 68 \$/kWh y 104 \$/kWh.
- Por su parte, para la subasta de FNCER la CREG estableció un precio tope de 252 \$/kWh. Este contrato brinda cobertura a nivel anual, persistiendo exposición de los consumidores a nivel de cantidades y precios a nivel horario.

En este sentido, para la incorporación de las FNCER se acepta que el consumidor, lejos de recibir el beneficio de eficiencia en el precio, pueda asumir más de un 20% de incremento en precio, al que se ha logrado mediante mercado libre, para los contratos suscritos mediante convocatorias.

De aprobarse el artículo 298 del PL del PND 2018-2022, llegaría a asumir un sobrecosto que podría ser en promedio 22\$/kWh y alcanzar valores de 69\$/kWh. Como se observa en la figura 1, si se obligara a los consumidores a comprar el 10% de su demanda en contratos con las FNCER sin competencia con las otras tecnológicas, y resultara en un sobrecosto de 20 \$/kWh, los usuarios colombianos asumirían un sobrecosto cercano a \$110.000 millones anuales, durante 12 o más años, de los cuales: \$40.079 Millones anuales serían asumidos por los estratos 1, 2 y 3, y \$51.523 Millones anuales serían pagados por los usuarios comerciales e industriales, afectando la competitividad del país.

¹ CERE: Costo Equivalente Real de Energía que equivale al valor del cargo por confiabilidad, aproximadamente 60\$/KWh.

Figura 1. Incremento en la tarifa por limitación de competencia y obligar a la demanda a comprar contratos de largo plazo FNCER



Fuente datos: Demanda 2018 obtenida del SUI. Elaboración: ANDI

Si el sobrecosto fuese de 69\$/kWh, dada la señal que se está dando a los generadores FNCER a ofertar precios cercanos al precio techo, los usuarios colombianos asumirían un sobrecosto superior a \$380.000 millones anuales, durante 12 o más años, de los cuales: \$138.272 Millones anuales serían asumidos por los estratos 1, 2 y 3, y \$177.756 Millones anuales serían pagados por los usuarios comerciales e industriales, afectando la competitividad del país.

Adicionalmente, el aumento del precio de la energía para los usuarios de estratos 1, 2 y 3 se traducirá en un mayor monto requerido del Presupuesto General de la Nación para subsidios de electricidad. Este monto anual podría estar entre \$12.600 Millones y \$43.605 Millones.

Con lo anterior y entendiendo que la generación con FNCER hoy es competitiva y capaz de ganarle a las otras tecnologías bajo un esquema de mercado, es perjudicial para el consumidor obligarlo a comprar contratos de energía con fuentes FNCER.

Propuesta:

Modificar el Artículo 298 del PL de Plan Nacional de Desarrollo, para que, mediante mandato a la CREG, similar al Decreto 570 de 2018, reglamente un mercado de contratos de largo plazo, que es muy necesario, como bien lo ha identificado el Legislador y el Gobierno Nacional, donde cada uno de los participantes sea voluntario y que nos permita avanzar en el camino hacia la transición energética. Para lograr lo anterior, sugerimos:

- Diseñar un producto que brinde cobertura de precio y cantidad de acuerdo a los requerimientos del consumidor. El punto medio en la asignación de riesgos entre consumidores y generadores, es un contrato pague lo contratado, sugerimos la implementación de este contrato. El producto pague lo generado, que fue el producto ofrecido en la subasta del pasado 27 de febrero, deja todo el riesgo en cabeza del consumidor, el cual no puede gestionarlo.
- Permitir la libre competencia de toda la oferta posible de contratos y de todos los consumidores, de forma voluntaria. Con lo anterior, cubrimos una de las

necesidades principales de los consumidores y es evitar asumir riesgos en el mercado de la bolsa de energía.

- Mantener los criterios de competencia establecidos en la Resolución 020 de 2019.

Finalmente, y considerando los resultados de la subasta del cargo por confiabilidad, en el 2022 el sector eléctrico colombiano tendría un nivel de emisión que podría ser el 73% de las emisiones proyectadas por el Gobierno cumpliendo así, los compromisos internacionales de reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero GEI. Aun cuando varios proyectos asignados ya están suscribiendo contratos de largo plazo, el mecanismo voluntario con los términos señalados antes, es necesario.

3. Artículo 21 - Cobro por parte de la UPME por consultoría y asesoría de proyectos

El artículo 21 del PND, el cual tiene como objeto el cobro de unas tarifas por prestar servicios técnicos de planeación por parte de la UMPE va en contravía de los esfuerzos que se han hecho dentro de la industria para alcanzar la eficiencia energética.

El fin de la ley 1715 de 2014 que guía los incentivos a la Eficiencia Energética proporciona mecanismos para que se garantice la sostenibilidad de la energía eléctrica en el país vía incentivos al desarrollo y la utilización de las FNCER. Según el numeral e) del artículo 2 de la ley en mención, la finalidad de la misma es estimular la inversión, investigación y desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de FNCER.

Teniendo en cuenta lo anterior, imponer un cobro a la evaluación de proyectos con el fin de determinar si estos cumplen o no los requisitos para acceder a incentivos tributarios, genera una distorsión y barrera al cumplimiento de objetivos de la misma.

Reconocemos la importancia de que los proyectos que se evalúen y asesoren terminen siendo aplicados y accediendo a los incentivos tributarios y tasas de redescuento, sin embargo, consideramos que no se deben generar incentivos de un lado y restarlos de otro.

Por lo anterior, proponemos que para el caso de los proyectos de eficiencia energética y de proyectos asociados a fuentes renovables no convencionales, el costo del proceso para la aprobación de los incentivos tributarios, será reintegrado, una vez sea ejecutado el proyecto, cumpliendo con el fin de impulsar la eficiencia energética sin colocarle a los proyectos sobrecargos que afecten su viabilidad financiera.