

AUDIENCIA PÚBLICA SECTORIAL DE RENDICIÓN DE CUENTAS 2014 – 2015

Diciembre 17 de 2015

Se relacionan las preguntas y respuestas realizadas por los ciudadanos, durante el desarrollo de la Audiencia Pública de Rendición de Cuentas 2015; así mismo las preguntas que fueron recibidas en el Ministerio de Minas y Energía a través de los diversos canales de atención, dispuestos previamente para que los ciudadanos interesados pudiesen participar en la rendición de cuentas del sector a través de sus inquietudes, las cuáles fueron resueltas en su mayoría en el evento realizado el 17 de diciembre en la ciudad de Bogotá y enviadas adicionalmente al correo electrónico de cada participante.

Adicionalmente se presenta al final del documento, las solicitudes previas para intervención a viva voz, que se realizaron durante el evento.

SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE ENCUESTA ELECTRÓNICA

¿A qué se debió el alza de tarifas del sector eléctrico, si ya los usuarios veníamos pagando años atrás el cargo por confiabilidad para plantas térmicas, además de que ya se sabía que iba a ver un fenómeno del niño agresivo. ?

RESPUESTA

Atendida por Asesor Camilo Gallego, Ministerio de Minas y Energía

De acuerdo con las observaciones y análisis del IDEAM, y de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica, NOAA1, el Fenómeno El Niño se inició en octubre del año 2014 y recientemente su estado pasó de moderado a categoría fuerte. Esta categoría quiere decir que se esperan aportes hidrológicos menores respecto a los previstos y un aumento en la temperatura ambiente. En otras palabras, el mencionado fenómeno meteorológico tiene como consecuencia una menor disponibilidad de agua para sus diferentes usos, entre ellos la generación de energía eléctrica, por tanto se hace necesario contar con el respaldo de la generación térmica. Según el IDEAM, este Fenómeno de El Niño (2015-2016) es uno de los más severos en los registros históricos del País y se ha ido intensificando al paso de los meses de manera inesperada por los analistas del sector.

En Colombia el 70% de la capacidad instalada para generación eléctrica corresponde a plantas hidroeléctricas, razón por la que los efectos del fenómeno El Niño reflejados en el bajo nivel agregado de embalse, pueden poner en riesgo la continuidad de la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Adicionalmente, de forma simultánea se han sumado una serie de situaciones que han estresado la situación energética nacional:

1. El cierre de la frontera con la República Bolivariana de Venezuela ha puesto presión sobre la cadena logística de suministro de combustibles líquidos, lo que ha ocasionado un

incremento de los costos de transporte y por ende de la generación de energía eléctrica. 2. La disminución de la oferta de gas natural por la declinación de los campos de producción. 3. La caída del precio de algunos de los derivados del precio del petróleo se ha reflejado en una caída sustancial y acelerada del precio de escasez, hecho que ha generado problemas de orden financiero a las plantas de generación con combustibles líquidos.

En condiciones críticas, el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, el cual es un seguro que tienen todos los usuarios del servicio de energía eléctrica genera las siguientes obligaciones:

1. Se le hacen exigibles a las plantas de generación las Obligaciones de Energía Firme. Es decir, en estas condiciones los generadores deben entregar al menos su energía comprometida voluntariamente dentro del mecanismo del Cargo por Confiabilidad, y si no lo hacen deberán pagar la desviación correspondiente.
2. Todos los usuarios de energía eléctrica del territorio nacional pagan por concepto de la componente de generación (G) de la tarifa de energía, hasta el valor del precio de escasez para el mes facturado. Por ejemplo, si en estas condiciones debe utilizarse una generación costosa (aproximadamente 630 \$/kWh), el precio de escasez protege a la demanda ya que este precio para noviembre de 2015 es de 303 \$/kWh.

Las medidas adoptadas por este Ministerio dados estos eventos extraordinarios y simultáneos que han afectado todo el territorio nacional están basadas en los principios de eficiencia económica y suficiencia financiera que deben reflejar las tarifas en condiciones anormales como las actuales de conformidad con el artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE CORREO ELECTRONICO

Ciudadano:

Eduardo Hernández Zambrano

eandres1@gmail.com

¿Cómo se han desarrollado los diferentes aspectos señalados en la ley 1715 de 2014, en qué estado se encuentra en el país la generación de energía en base a las FNCE?

¿Se tiene datos sobre cuantos kilovatios se están generando cada año en el país en base a las FNCE, y si está crecido o decrecido cómo se ha articulado con otros sectores como el ambiental, educativo o hacienda la promoción de las FNCE?

Otra pregunta relacionada de:

Ciudadano:

Carlos Soto

gm@bioignitenergy.com

¿En qué estado se encuentra o que pasó con la reglamentación de la Ley 1715 para la promoción de energías renovables?

RESPUESTA

Atendida por la UPME

En cuanto al desarrollo de los diferentes aspectos señalados en la Ley 1715 de 2014, a la fecha, luego de la realización de diversos estudios, análisis y mesas de trabajo, todo ello con la participación de MME, UPME, CREG, MADS, MHCP y la DIAN, y mediante la expedición de varios actos administrativos, se registran importantes avances en la reglamentación de los temas de: Autogeneración, cogeneración y venta de excedentes; definición del límite máximo de autogeneración a pequeña escala (1 MW en potencia instalada); Respuesta de la demanda; Generación de electricidad en ZNI; Incentivos tributarios FENOGÉ.

Los resultados de estos avances se encuentran disponibles en las páginas web del Ministerio, la Creg y la Upme especialmente.

Sobre el Proyecto de decreto por medio del cual se reglamenta el FENOGÉ, se recibieron comentarios que se están analizando y se contrató una consultoría especializada con el propósito de consolidar una propuesta de estructuración del fondo.

De otro lado, se han realizado estudios técnicos que constituyen insumos para la reglamentación de los temas de GENERACIÓN DISTRIBUIDA y EFICIENCIA ENERGETICA

En cuanto a la pregunta sobre el estado en que se encuentra en el país la generación de energía en base a las FNCE; desde 2004, el país cuenta con la planta de generación de electricidad Jepirachi, ubicada en la Alta Guajira la cual tiene una capacidad de 19,6 MW. Actualmente, en el registro de proyectos de la UPME se referencian dos proyectos de generación a base de energía solar de 19,9 MW y 32 MW (este último, dividido en dos fases: una de 20 MW y otra de 12 MW). También existen importantes iniciativas para construir otros parques eólicos que suman una potencia cercana a los 400 MW y en el mediano plazo, podrían iniciarse nuevos proyectos con esta misma tecnología.

De otro lado, el país cuenta con experiencias asociadas a la cogeneración en diversas industrias que emplean biomasa (principalmente bagazo de caña y residuos de palma) y algunos proyectos de autogeneración con energía solar en establecimientos comerciales.

En cuanto a la pregunta sobre cuantos kilovatios se están generando cada año en el país en base a las FNCE y si está ha crecido o decrecido; De acuerdo con los informes de operación del administrador del mercado de electricidad, la generación de Jepirachi fue de 57,6 GWh en 2013 y de 70,2 GWh en 2014. De los demás sistemas, (cogeneradores y establecimientos comerciales) la generación ha sido variable pero se espera que se incremente progresivamente durante los próximos años, con la aplicación de la ley 1715 de 2014.

Sobre la articulación de la promoción de las FNCE con otros sectores como el ambiental, educativo o hacienda; La articulación con el sector ambiental se ha dado principalmente a través del desarrollo de agendas interministeriales, de articulación de políticas públicas (como ECDBC y PROURE, por citar un ejemplo) y de acciones coordinadas a través de la gestión para ejecutar proyectos específicos como de cooperación internacional.

Con el sector educativo, en su mayor parte a través de secretarías de educación regionales, la UPME ha socializado una metodología para incorporar las temáticas de eficiencia energética y FNCE en la educación formal y ha llevado a cabo algunos pilotos en ciudades

como Bogotá, Barranquilla, Aguazul (Casanare) y Cartagena. En el marco de este trabajo, se ha generado material didáctico que ha sido ampliamente distribuido. Por su parte el Ministerio de Minas y Energía cuenta con un módulo fijo e itinerante sobre la promoción de las fuentes de energía no convencionales en el Museo de los Niños, a través del cual los colegios participan con sus docentes para aplicar la temática en los hogares e instituciones educativas.

Con respecto a la articulación con los temas de hacienda, el mayor logro lo constituye la reglamentación de los incentivos tributarios de exclusión de IVA y deducción de renta líquida para proyectos de eficiencia energética y FNCE. Esta labor se llevó a cabo a través de las gestiones coordinadas adelantadas por el Ministerio de Ambiente, el de Minas y Energía y la UPME, derivando en la expedición de la resolución 186 de 2012.

Todas estas experiencias constituyen insumos importantes para la reglamentación y el desarrollo de la ley 1715 de 2014, en el marco de lo cual se han mantenido la articulación sectorial, principalmente entre los sectores de Ambiente, Minas y Energía y Hacienda.

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE ENCUESTA ELECTRÓNICA

¿Qué avances hay en la reglamentación de la Ley 1715 de 2014, "Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no Convencionales al Sistema Energético Nacional?"

RESPUESTA

Atendida por el Asesor Alex Cañas de Minminas

Dentro del plazo establecido, el Gobierno Nacional ha adelantado la reglamentación de la Ley 1715 expidiendo normas y adelantando las tareas relacionadas como se muestra a continuación:

i) Lineamientos para la sustitución de combustibles fósiles en Zonas No Interconectadas (ZNI), por fuentes no convencionales de energía renovable. Mediante el Decreto 1623 de 2015 el Gobierno Nacional estableció la política pública en materia de expansión de cobertura del servicio público de energía eléctrica tanto en el Sistema Interconectado Nacional como en las Zonas No Interconectadas.

ii) Lineamientos para venta de excedentes de autogeneración a gran y pequeña escala.

Cumpliendo con lo establecido en el artículo 6 de la Ley 1715, el 2 de diciembre de 2014 se expidió el Decreto 2469 de 2014 "Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración".

Adicionalmente, la UPME, como entidad adscrita del Ministerio de Minas y Energía, y atendiendo la obligación señalada en el artículo 6 del mencionado Decreto, de definir el límite mínimo de autogeneración a pequeña escala en un plazo de seis (6) meses, tema que es inherente a los lineamientos de la Ley de energías renovables no convencionales, expidió la Resolución 0281 de junio de 2015, la cual señala el límite máximo para la autogeneración de pequeña escala, estableciéndolo en un (1) MW, lineamiento fundamental para la expedición de una regulación que se ajuste a las especificidades técnicas y económicas del tamaño de la actividad de autogeneración.

Por otra parte, mediante la Resolución CREG 024 de 2015 se reguló la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), asegurando simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista de energía entre los generadores y autogeneradores a gran escala. Es necesario indicar que de manera temporal, mientras se expidan los lineamientos para la venta de excedentes de autogeneración a pequeña escala por parte del Ministerio de Minas y Energía, la regulación aplicable a la venta de excedentes de gran escala será la aplicable a los de pequeña escala.

iii) Lineamientos para la conexión y operación de la generación distribuida
Es importante mencionar que la generación distribuida tiene dos componentes. El primero de ellos asociado directamente a la autogeneración, y el segundo, a la generación con el objetivo exclusivo de suplir una demanda. Respecto a lo primero, como se mencionó anteriormente, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2469 de 2014 donde se dieron los lineamientos de política en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Para el segundo caso, los análisis apuntan a que a través de la regulación se deben realizar los ajustes correspondientes para la participación de este tipo de generación dentro del sistema. Este tema se ha analizado y estudiado al interior de la CREG, hecho reflejado en el documento anexo a la Circular CREG 053 de 2009, titulado “La Generación Distribuida y su Posible Integración al Sistema Interconectado Nacional”.

Así, teniendo en cuenta los cambios substanciales sobre el mercado de energía eléctrica que suponen los modelos de generación distribuida, el Ministerio de Minas y Energía debe garantizar las mejores condiciones para que este modelo se integren al sistema energético del país sin poner el riesgo la operación del sistema, la confiabilidad y la seguridad del suministro.

En este sentido, el Ministerio de Minas y Energía, con el apoyo de Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID por sus siglas en inglés), está desarrollando un estudio técnico con el objetivo de establecer los mínimos técnicos que deben cumplir las tecnologías para producir energía a través de FNCE, así como los requisitos de conexión al Sistema de Distribución Local (SDL), en el caso de la generación distribuida.

iv) Reglamentación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) y Gestión Eficiente de la Energía y demás medidas para el uso eficiente de la energía.

Es importante señalar que de conformidad con la Ley 1437 de 2012, entre el 20 y el 25 de mayo de 2015, se publicó el proyecto de decreto que reglamenta el FENOGE para comentarios. El mencionado decreto está próximo a expedirse teniendo en cuenta la definición de su rol dentro del diseño de la política de uso eficiente de la energía que está trabajando el Ministerio. El preliminar de proyecto de decreto mencionado puede ser consultado en el siguiente enlace: <https://www.minminas.gov.co/foros?idForo=1216227&idLbl=Listado+de+Foros+de+Mayo+De+2015>.

Asimismo, es importante mencionar que en el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 se creó una contribución que nutrirá el mencionado Fondo, artículo 190 de la Ley 1753 de 2015. Allí se estableció que al FENOGE se destinarán \$0.4 por kilovatio hora despachado a partir del 1º de enero de 2016.

Ahora bien, es preciso señalar que el 3 de diciembre de 2014 se expidió el Decreto 2492 de 2014 “Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda” que busca el cambio de los patrones de consumo de energía en los diferentes tipos de usuarios, como respuesta a señales de precios e incentivos económicos. Así, se trata de influir en el comportamiento de los usuarios para que hagan un mejor uso de la energía que consumen, logrando, por ejemplo, aplanar la curva de carga del sistema, lo que implica menores necesidades de nueva infraestructura y una mejor utilización de la actual. Ello redundará a su vez en una mayor confiabilidad y en eventuales menores tarifas.

v) Promoción de las inversiones en Fuentes No Convencionales de Energía y Gestión Eficiente de la Energía.

El decreto reglamentario del capítulo III de la Ley 1715 de incentivos a la inversión en Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y gestión eficiente de la energía, fue publicado el cuatro (4) de noviembre de 2015 en el diario oficial No. 49.686 con el número 2143. Este decreto precisa las reglas de aplicación y acceso a los beneficios tributarios para el desarrollo de proyectos de FNCE y gestión eficiente de la energía; a saber, deducción de renta, depreciación acelerada de activos, exclusión de IVA y exención del gravamen arancelario. El decreto puede ser descargado en el siguiente enlace: <http://wp.presidencia.gov.co/sitios/normativa/decretos/2015/Paginas/noviembre.aspx>, referenciando el número asignado, decreto 2143.

En resumen, se ha expedido la siguiente normativa que reglamenta la Ley 1715:

Decreto 2469 de 2014	“Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración”
Decreto 2492 de 2014	“Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda”
Decreto 1623 de 2015	“Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas”
Resolución CREG 024 de 2015	“Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)”
Resolución 0281 de 2015 (UPME)	“Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala”
Decreto 2143 de 2015	“Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los

	lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014.
--	---

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE ENCUESTA ELECTRÓNICA

¿Qué ha pasado con los plazos establecidos para la Reglamentación por parte de la CREG de la Ley 1715, que ya se vencieron en el mes de mayo de 2015?

RESPUESTA

Atendida por la CREG

En este contexto, el Ministerio de Minas y Energía, MME, expidió el Decreto 2469 de 2014 con los lineamientos para la actividad de autogeneración a **gran escala**. Cumpliendo con el mandato legal y con los lineamientos del decreto, la Comisión definió la regulación para la actividad de autogeneración a **gran escala** en la Resolución CREG 024 de 2015.

Destacamos que conforme a lo señalado en el artículo 3, parágrafo transitorio, del Decreto 2469 de 2014: “Hasta tanto la UPME no determine este valor y se expida por el Ministerio de Minas y Energía la política aplicable para la autogeneración a pequeña escala, así como por la CREG la reglamentación correspondiente, todos los autogeneradores serán considerados como autogenerador a gran escala”.

Por su parte, la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, dentro de las funciones establecidas en el Decreto 2469 de 2014 y en la Ley 1715 de 2014 mediante Resolución UPME 281 de 2015, definió el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala con el valor de 1 MW de capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador.

Hasta el momento el Ministerio de Minas y Energía no ha emitido el decreto estableciendo las directrices de política para la entrega de excedentes a pequeña escala, por lo que, hasta tanto ello no ocurra y la CREG no haya regulado la actividad de autogeneración a pequeña escala, todos los autogeneradores deberán cumplir las normas establecidas en la Resolución CREG 024 de 2015 para entregar excedentes de energía al sistema.

Por otro lado, con referencia a la Ley 1715, artículo 6, numeral 2, literal b, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2492 de 2014, donde se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas había expedido en la Resolución CREG 063 de 2010 las reglas de la demanda desconectable voluntaria como parte de los anillos de seguridad del cargo por confiabilidad y en la Resolución CREG 011 de 2015 se expidió la respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica.

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE ENCUESTA ELECTRÓNICA

¿Qué pasó con los incentivos de eficiencia energética?

RESPUESTA

Atendida por el Asesor Alex Cañas de Minminas

El Plan de Acción Indicativo 2010-2015 contemplado en la Resolución 180919 de 2010 continua vigente. De hecho, desde 2013, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) ha otorgado conceptos favorables a 26 solicitudes que corresponden a un beneficio tributario por exclusión de IVA y deducción de renta líquida de aproximadamente \$105.000 millones de pesos. Es importante destacar que vía este mecanismo 681 vehículos de transporte limpio han recibido concepto favorable de la UPME para acceder a incentivos tributarios para eficiencia energética.

Ahora bien, en la actualidad el Ministerio de Minas y Energía, en conjunto con la Unidad de Planeación Minero Energética, están trabajando en el desarrollo de una política pública que permita estimular y masificar en mayor escala la adopción de medidas de eficiencia energética a lo largo del territorio nacional. Dentro de este análisis el Plan Indicativo del PROURE juega un rol esencial, así como sus herramientas de promoción de la eficiencia.

También, es muy importante destacar la expedición del decreto 2143 de 2015 que reglamenta los incentivos para promover las inversiones en Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y la gestión eficiente de la energía contenidos en el Capítulo III de la Ley 1715. En particular, en el artículo 2.2.3.8.2.1 del mencionado decreto se reglamenta la obtención del beneficio de deducción especial en el pago del impuesto sobre la renta para proyectos de gestión eficiente de la energía.

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE CHAT

Ciudadano:

Víctor Hugo Peña

Asesor de proyectos eléctricos del municipio Valle del Guamuez - Putumayo

¿Tenemos un proyecto de electrificación de doce veredas con el concepto favorable de la Upme desde el mes de junio, este proyecto cuando tendría recursos asignados?

RESPUESTA

Atendida por la Dirección de Energía Eléctrica

En el Comité CAFAER 45 se asignaron recursos para proyecto ubicado en el Departamento del Putumayo, Municipio Valle del Guamuez, Proyecto " CONSTRUCCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS DEMEDIA Y BAJA TENSIÓN EN LAS VEREDAS SANTA TERESA, LA PRADERA, EL ROSAL, ALTO ROSAL, ELZARZAL, SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA,LA BETANIA, LA ARENOSA, ALTO GUISIA,LA COSTEÑITA Y LOS LLANOS", informado en ACTA CAFAER 45 del 25 de septiembre de 2015.

El operador de Red de la región es La Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A E.S.P y será la ejecutora del proyecto.

El valor del proyecto es de \$ 5.036.826.926 que beneficiará a 595 usuarios en la zona de impacto del proyecto.

Debido a la ley de garantías por el tema de las elecciones no se podían firmar o suscribir contratos hasta tanto no se cumplieran las fechas establecidas en la normatividad del país.

A la fecha no se han suscrito los contratos con los Operadores de Red ya que el proceso de contratación está en etapa precontractual de revisión de requisitos, documentos, estudios previos y otros por parte de la oficina de Gestión contractual y la Dirección de Energía del Ministerio.

Se aspira a que antes de terminar esta vigencia se termine el proceso y se firmen los contratos.

OBSERVACIÓN RECIBIDA MEDIANTE EL CHAT

Ciudadano:

Carlos Alberto Castaño Cardona

El Decreto 1623 artículo 2.2.3.3.2.2.3.1. Definición de las necesidades y prioridades del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica - PIEC: En este artículo, a nuestro entender se le está dando fin al objeto del IPSE, pues en el decreto 257 donde le asignan funciones al IPSE, esta tarea la viene desarrollando y MUY BIEN el IPSE. No vemos la necesidad de inventar lo que están inventando, es el IPSE el que debe seguir con esta misión y no la UPME, ya que toda la historia de la operación en la ZNI solo la tiene el IPSE, por consiguiente lo que vemos es que el ministro lo que va a hacer es acabar con este instituto que solo nos ha dado acompañamiento.

RESPUESTA

Atendida por el Asesor Raúl Lancheros de Minminas

El PIEC es como su nombre lo indica un plan de carácter indicativo. Dicho plan deberá ser alimentado con la información recolectada por la UPME de distintas fuentes incluyendo el IPSE, razón por la cual este último sigue siendo responsable de levantar y consolidar información, y en conjunto con la UPME establecer los lineamientos para el desarrollo de los sistemas en las zonas no interconectadas. La importancia de contar con un PIEC unificado radica en tener la planeación integral tanto del Sistema Interconectado Nacional y de las Zonas No Interconectadas, sin que esto implique la eliminación de funciones de otras entidades e independiente de quién ejecute los proyectos, ya sea con recursos públicos o privados, una entidad pública o una empresa prestadora de servicios. Finalmente, en ningún caso se está privando al IPSE de sus funciones como estructurador y ejecutor de proyectos según la normativa vigente.

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE ENCUESTA ELECTRÓNICA

¿Desde la administración se va a proponer y aplicar un nuevo cargo, tipo "peaje de respaldo" o "cargo por autoconsumo", destinado a cubrir los servicios de balance de la red?

RESPUESTA

Atendida por la CREG

De acuerdo con la Resolución CREG 179 de 2014, mediante la cual se publicó un proyecto de resolución para establecer la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, propone una actualización de las tarifas para usuarios de la red que requieren el servicio de respaldo.

Esta propuesta de actualización del cobro del servicio de respaldo de la red, que se ha venido cobrando con base en lo establecido en las resoluciones CREG 082 de 2002 y 097 de 2008 a los usuarios que lo requieren, como lo son los autogeneradores de energía eléctrica, es concordante con el resto de la metodología propuesta en la mencionada resolución, con el fin de remunerar la actividad de distribución en el próximo periodo tarifario y, en resumen, propone una metodología de asignación de costos a los usuarios en función de sus requerimientos.

A continuación se transcribe la normatividad propuesta al respecto y se explica su aplicación:

Artículo 15. Cargos por disponibilidad de capacidad de respaldo de la Red. Los usuarios de los STR o SDL podrán solicitar al OR del sistema al cual se conectan a través de su comercializador la suscripción de un contrato de disponibilidad de capacidad de respaldo de la red, de acuerdo con lo establecido en el capítulo 11. El OR deberá otorgar dicha disponibilidad, siempre y cuando tenga la capacidad disponible en su sistema en el punto de conexión solicitado por el usuario.

Parágrafo 1. Una vez sea acordado el contrato, el valor debe ser informado al LAC para el cálculo de los ingresos del OR. El LAC debe llevar un registro de los contratos de respaldo en los SDL y STR.

Parágrafo 2. Cuando no se contrate el servicio de capacidad de respaldo o no se disponga de la capacidad requerida para la prestación del servicio, los OR no estarán obligados a garantizar la disponibilidad.

Parágrafo 3. El OR debe reportar al LAC los valores recibidos en el período 2009 – 2013, en pesos de la fecha de corte, por concepto de cargos por disponibilidad de respaldo de la red conforme a lo establecido en el artículo 14 de la Resolución CREG 097 de 2008, para ser descontados de la liquidación de ingresos del primer período.

A su vez, el capítulo 11 mencionado expresa lo siguiente:

Los cargos por respaldo de la red son producto de acuerdo entre las partes y su costo es directamente proporcional a la capacidad que se requiere de respaldo y al cargo por uso del nivel de tensión donde se encuentre la conexión a ser respaldada, según la siguiente expresión:

$$CRESP_{u,n} = (T_{m-1} + D_{n,m-1}) * \text{Período} * \text{Consumo}_u$$

(...)

Para comprender mejor lo anteriormente transcrito, es necesario explicar la forma en que se debe aplicar el concepto de respaldo de redes en el servicio de energía eléctrica, así:

Cuando un autogenerador produce su propia energía no requiere estar conectado a la red, pero cuando sus equipos de generación tienen alguna eventualidad o sencillamente los saca de operación para mantenimiento, este autogenerador debe adquirir la energía de la red para atender su propia demanda.

Dado que este autogenerador puede tomar grandes cantidades de energía de la red en un momento determinado, es posible que no la pueda obtener dado que el sistema puede estar completamente ocupado atendiendo a todos los usuarios que consumen energía regularmente.

Así, cuando un autogenerador quiere asegurar que exista disponibilidad de transporte de energía en las redes, debe contratar el respaldo de la red.

Según lo anterior, la metodología propuesta para remunerar las redes considera, entre otros cambios planteados, la asignación de los costos atribuibles a autogenerador por mantener una fracción de red “desocupada” la mayor cantidad del tiempo y “disponible” para cuando la necesite.

En esta resolución se plantea que la manera de remunerar el transporte de energía es dividiendo todos los costos para atender la demanda de todos los usuarios (inversión, administración operación y mantenimiento de la red), entre la energía transportada para atender a todos esos usuarios (considerando que el usuario respaldado transporta todo el tiempo la energía que quiere respaldar) con lo que se considera que el cargo calculado es el apropiado no sólo para el usuario respaldado sino para todos los usuarios.

Así, la decisión de invertir en autogeneración o no, es de completa libertad de cada persona, quien tendrá una valoración personal de la disponibilidad de energía en cada momento del tiempo.

Entendiendo que el costo de respaldo es uno de los costos a considerar en una decisión de inversión y dado que la tarifa está en función de la cantidad de transporte que se necesita reservar, se debe tener en cuenta que el pago deberá ser proporcional al mismo. Si se quiere respaldar la totalidad del consumo se deberá pagar la totalidad del respaldo pero, en la medida que se requiera respaldar la mitad o menos de su consumo habitual, el costo del respaldo será proporcional a estos porcentajes.

Al momento se han recibido múltiples comentarios sobre la propuesta en general, los cuales en este momento son objeto de estudio y análisis por parte de ésta comisión, con el fin de proferir una regulación acorde con lo que en este momento se está viviendo en este tema.

Con base en lo expuesto anteriormente, se concluye que la propuesta efectuada para actualizar el cargo por respaldo de la red es el resultado de la asignación del costo de la fracción de red que, para prestar el servicio de respaldo a los autogeneradores de energía eléctrica, se requiere y según lo establecen las Leyes 142 y 143 de 1994.

OBSERVACIÓN RECIBIDA MEDIANTE EL CHAT

Ciudadano:
Carlos Ernesto Gómez

¿En el caso puntual de Cartagena de Indias, debido a que la prestación del servicio de energía es bastante deficiente, quisiéramos conocer ¿qué gestión se ha adelantado a nivel nacional en esta materia, con el fin de solucionar esta problemática que afecta no sólo la competitividad de la ciudad, sino la calidad de vida de todos los cartageneros?

RESPUESTA

Atendida por la Oficina de Asuntos Regulatorios de Minminas

En el caso puntual de Cartagena de Indias, debido a que la prestación del servicio de energía es bastante deficiente, quisiéramos conocer ¿qué gestión se ha adelantado a nivel nacional en esta materia, con el fin de solucionar esta problemática que afecta no sólo la competitividad de la ciudad, sino la calidad de vida de todos los cartageneros?

Al respecto nos permitimos informarle que el Ministerio de Minas y Energía ha diseñado y puesto en ejecución un programa denominado Plan5Caribe, el cual es un plan que mejorará significativamente la calidad del servicio en la región, y comprende:

1. Ayudar a los usuarios más necesitados a pagar el servicio. En la región Caribe hay alrededor de 2.4 millones de usuarios, de los cuales aproximadamente el 80% se encuentran en estratos 1 y 2 (de estos 400 mil están ubicados en barrios subnormales). Es decir, hay una condición socioeconómica muy compleja que hace que una gran cantidad de usuarios tengan problemas para pagar su factura. Adicionalmente, esto sumado al clima de la zona, implica que los consumos de energía sean más elevados que en el resto del país, lo cual aumenta el costo que los usuarios tienen que pagar en sus facturas.

Por lo anterior el Gobierno, junto con el Congreso de la República, tomaron una serie de medidas en el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 para ayudar a estos usuarios a pagar su energía, entre lo que se incluye mantener los niveles máximos de subsidios en energía eléctrica para el estrato 1 del 60% y del 50% para el estrato 2[1]. Adicionalmente también se duplicó el valor subsidiado por el Fondo de Energía Social FOES[2] (pasó de 46 \$/kWh a 92 \$/kWh), el cual alivia el valor que tienen que pagar los usuarios ubicados en zonas especiales, que en un 80% se encuentran en la región Caribe.

Por último, se eliminó la segmentación existente en el mercado de los usuarios más pobres, en el cual los usuarios de barrios subnormales eran atendidos por la empresa Energía Social y pagaban un valor por concepto de comercialización más alto que el de los usuarios atendidos por Electricaribe. Dicha medida ocasionó una reducción del 14% en la tarifa de los usuarios anteriormente atendidos por Energía Social.

2. Aumentar los recursos disponibles para inversión. El problema de calidad en la región es por falta de inversión en la red, por lo que la calidad solamente se mejorará invirtiendo. Por lo tanto, para aumentar los recursos disponibles para invertir en la red, a través del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 se aumentaron los recursos de los fondos públicos PRONE y FAER[3] destinados a la inversión en las redes.

Adicionalmente el Gobierno Nacional giró a Electricaribe 75 mil millones de pesos correspondientes a subsidios del FOES causados en años anteriores y que todavía estaban pendientes. Los restantes 105 mil millones se girarán en el 2016. Estos recursos se destinarán exclusivamente a hacer inversiones en la red para mejorar la calidad del servicio.

3. Definir los proyectos de mayor impacto. Con el objeto de enfocar eficientemente los recursos de inversión disponibles, se definieron 394 proyectos prioritarios para mejorar la calidad y confiabilidad del servicio y poder atender los crecimientos de la demanda. Estos proyectos tienen un valor de 4 billones de pesos y de estos 11 corresponden al Sistema de Transmisión Nacional[4], 44 al Sistema de Transmisión Regional[5], y 339 proyectos del Sistema de Distribución Local[6]. La entrada de estos proyectos se realizará en el período comprendido entre este año y el año 2019, siendo los años 2016 y 2017 los años en donde entrarán la mayoría de los mismos.

Por lo anterior, a medida que estos proyectos vayan entrando, los usuarios van a sentir una mejora en la calidad del servicio. Adicionalmente, es importante resaltar que Electricaribe se comprometió a conformar 73 nuevas brigadas de atención de daños, distribuidas así: Atlántico 21, Bolívar 17, Cesar 7, Magdalena 8, Guajira 6, Córdoba 11 y Sucre 3; 15 nuevas brigadas de poda distribuidas así: Atlántico 3, Bolívar 3, Cesar 2, Magdalena 2, Guajira 1, Córdoba 3 y Sucre 1; la creación de 44 centros de atención y 2 oficinas móviles para mayor cobertura; ampliación de la plataforma telefónica - cabinas telefónicas urbanas y rurales con el fin de promover un mayor uso de las mismas; y el redimensionamiento de los centros de atención con el ingreso de personal adicional que cubra las necesidades actuales. Estas acciones tendrán un efecto en el corto plazo en cuanto a la atención comercial de los usuarios y una menor duración de las interrupciones del servicio.

4. Atraer nuevas empresas para que inviertan en la zona. Para ejecutar las obras del plan de inversiones anteriormente descrito no se puede depender exclusivamente de la capacidad de inversión y ejecución de Electricaribe, por lo que se está utilizando el mecanismo de convocatorias públicas para atraer a otras empresas a invertir en infraestructura eléctrica en la región.

Mediante estas convocatorias ya se asignó la construcción de 9 de los 11 proyectos del Sistema de Transmisión Nacional (que en total suman alrededor de 2.2 billones de pesos), y a la fecha de esta comunicación se ha dado cumplimiento al cronograma trazado en relación con las convocatorias del Sistema de Transmisión Regional.

Durante el mes de octubre, se adjudicó la construcción, operación y mantenimiento del segundo transformador a 220/66 kV convertible a 220/110 kV en la subestación el Bosque ubicada en el Barrio El Bosque de la ciudad de Cartagena de Indias. El nuevo transformador tendrá una potencia de 150 MVA.

5. Garantizar la ejecución del plan de inversiones. Para garantizar la efectiva ejecución del plan de inversiones descrito anteriormente y de los otros compromisos asumidos públicamente por Electricaribe, mediante el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 se dotó a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de la facultad para imponer multas de hasta 100.000 salarios mínimos legales mensuales[7] (anteriormente la multa máxima era de 2.000), y además, de imponer unilateralmente a las empresas prestadoras programas de gestión de obligatorio cumplimiento[8].

Por lo tanto, reiteramos el compromiso de este Gobierno de mejorar la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en la Región Caribe, el cual está plasmado en el Plan5Caribe, al cual se le viene haciendo seguimiento mensual y que permitirá brindar a los usuarios de la región un servicio de mejor calidad.

[1] Artículo 17 del PND 2014-2018.

[2] Artículo 190 del PND 2014-2018.

[3] Artículo 190 del PND 2014-2018.

[4] Estos proyectos se pueden describir como las “dobles calzadas” de la energía, dado que son proyectos que implican grandes inversiones e incluyen líneas de transmisión que llevan grandes cantidades de energía a través de varios departamentos.

[5] Estos proyectos son de menor envergadura que los del Sistema de Transmisión Nacional aunque siguen siendo proyectos caracterizados por unos altos volúmenes de inversión y líneas que recorren grandes distancias. Se pueden catalogar como las “vías regionales” de la energía.

[6] Estos proyectos se pueden asemejar a las “calles de barrio” para la energía, dado que corresponden a los transformadores, postes y líneas que se ubican en los barrios cerca de las viviendas.

[7] Artículo 208 del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018.

[8] Artículo 87 del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018.

PREGUNTA RECIBIDA A TRAVÉS DE CORREO ELECTRÓNICO

Ciudadano:

Luis Pérez

luisperezescorcia@hotmail.com

¿Por qué hasta ahora no se ha brindado una solución definitiva al problema de energía a barrios subnormales?

¿Por qué de los altos costos en la facturación de los mismos?

RESPUESTA

Atendida por la Dirección de Energía Eléctrica

Le corresponde a los entes territoriales y a los Operadores de Red locales, hacer los estudios y análisis necesarios para estructurar y gestionar los proyectos de normalización de redes en barrios subnormales y presentarlos al Ministerio de Minas y Energía, para que a través del Programa de Normalización de Redes en Barrios Subnormales- PRONE, participen en la asignación de recursos para la financiación y construcción de estos proyectos.

Frente a los costos es de anotar que es el Operador de Red Local que para este caso es La Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A E.S.P la competente para brindarle la respuesta y aclaraciones al asunto, en el caso de no tener respuesta clara y oportuna, se debe remitir la queja a la SSPD que es la Entidad responsable de la Vigilancia y Control de las empresas prestadoras y distribuidoras del servicio de energía eléctrica en Colombia.

PREGUNTA RECIBIDA A TRAVÉS DE CORREO ELECTRONICO

Ciudadano:
Carlos Acevedo Peremberthy
carlospemberthy@gmail.com

¿Cómo hacemos los colombianos para aprender a rebajar el costo por asumir tanto producto electrónico que de una manera u otra nos estamos llenando de basura en todo el mundo pienso que nosotros mismos estamos fallando o será muy fuerte mi verdad?

RESPUESTA
Atendida por la CREG

Por definición el uso racional de energía-URE, significa aprovechar al máximo la energía, sin sacrificio de la calidad de vida que nos brindan los servicios que recibimos de ella. Podemos seguir utilizando el computador, el automóvil o cualquier equipo que requiera de energía para funcionar; pero debemos reducir el derroche de energía y la producción de desechos contaminantes. Si todos practicáramos URE, se lograría un gran impacto con beneficios económicos y ambientales.

Es importante saber que el mayor consumo doméstico de energía eléctrica lo tienen los equipos de refrigeración, seguidos de los dispositivos para iluminación, los televisores, la plancha y la lavadora. Si somos conscientes de esta realidad, podemos realizar URE en nuestro hogar siguiendo hábitos como:

- Verificar si la nevera esté sellada herméticamente, abrirla el menor tiempo posible. Con esto evitamos su aumento de consumo energético.
- Limpiar la superficie de la plancha para transmitir mejor el calor, planchar primero la ropa que necesite menos calor y terminar con la ropa que necesite más calor.
- Usar la lavadora a plena carga y en el ciclo más corto posible. Así, ahorramos energía y agua.

SECTOR HIDROCARBUROS

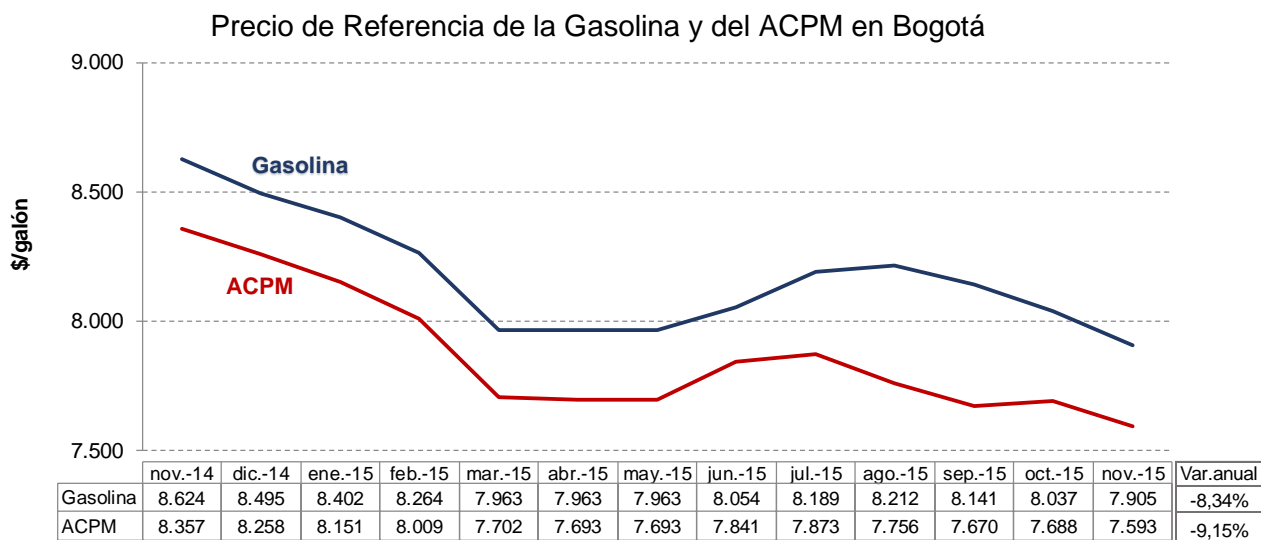
PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE ENCUESTA ELECTRÓNICA

¿Por qué si el precio del petróleo está en US\$40, el precio del galón de gasolina continúa igual a cuando el petróleo estaba a US\$100?

RESPUESTA

Atendida por la Dirección de Hidrocarburos de Minminas

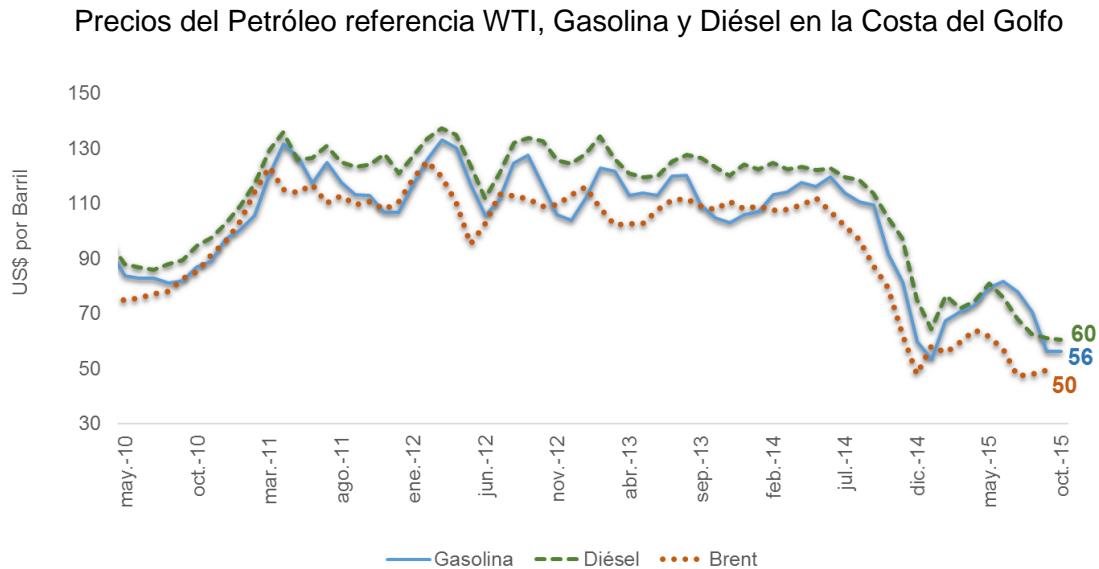
En los últimos doce meses, el precio de la gasolina motor oxigenada y del ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diésel en Colombia ha disminuido; así por ejemplo, las reducciones acumuladas para este período han sido de \$719 y \$765, respectivamente. Además, el nivel actual del precio de la gasolina de referencia en Bogotá es de \$7.905, mínimo que no se observaba desde noviembre de 2010 cuando se ubicó en \$7.766. Para el caso del ACPM, el precio de referencia para noviembre de 2015 es de \$7.593, nivel que no se presentaba desde septiembre de 2011 (\$7.494). A continuación se presenta la gráfica con la evolución de los precios:



Respecto a la caída en el precio del petróleo, es importante mencionar que las fórmulas de determinación del ingreso al productor de la gasolina y el ACPM definidas en las resoluciones 18 1602 de septiembre de 2011 y 18 1491 de agosto de 2012, establecen que se tienen en cuenta el precio de la gasolina y del ACPM en la costa del golfo y no el precio del petróleo.

Se utilizan las referencias de los combustibles porque este Ministerio utiliza el criterio de costo de oportunidad precio paridad de exportación para la gasolina y el ACPM producidos localmente y el criterio de costo de oportunidad precio paridad de importación para la gasolina y el ACPM importados.

De esta forma, para entender el comportamiento de los precios de referencia en Colombia, es necesario tener en cuenta que los precios de la gasolina y del ACPM en el mercado de la Costa del Golfo no han disminuido en la misma proporción que el precio del petróleo. A continuación se presenta la gráfica con los comportamientos de estas tres variables.



Fuente: Energy Information Agency EIA

Finalmente, es importante mencionar que el precio de la gasolina se fija teniendo en cuenta criterios técnicos que permiten reducir la volatilidad en los precios al consumidor final originada en los movimientos de los precios internacionales y la tasa de cambio, y mitigar los efectos en las finanzas públicas. También, se debe resaltar que la política de precios ha permitido mantener estabilidad en momentos de precios altos de los hidrocarburos en el mercado internacional, como por ejemplo, ocurrió durante el primer semestre del año 2014, época en la que el precio de la gasolina en Colombia habría alcanzado los \$9.339 (el precio establecido fue de \$8.556 en promedio) por galón, mientras que el ACPM se habría vendido a un máximo de \$9.254 (en promedio se estableció en \$8.393).

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE ENCUESTA ELECTRÓNICA

¿Realmente cuál es el futuro de los hidrocarburos en el país, como avanza el tema de los combustibles alternativos?

RESPUESTA

Atendida por la Dirección de Hidrocarburos de Minminas

Con el fin de promover la exploración y explotación petrolera el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos a través del acuerdo 03 del Consejo Directivo se adoptaron medidas que le darán flujo de caja a las empresas al solicitarles garantías que respalden sus compromisos de exploración de forma escalonada, que se reducirían proporcionalmente al avance en la ejecución del plan exploratorio.

Además, se adoptaron medidas que permiten hacer más eficiente la actividad exploratoria

al permitir el traslado de actividad exploratoria de un bloque a otro que tenga mayor potencial.

Todas estas acciones buscan hacerle frente a la coyuntura de bajos precios que afecta a la industria, mitigar el impacto y hacer que los proyectos de desarrollo del país se vean afectados lo menos posible. Al hacer más fácil los cumplimientos de los acuerdos de exploración incentivamos al sector y cuidamos la producción, sin descuidar los estándares y acuerdos que benefician a la Nación.

Así mismo, El plan PIPE2 es una de las iniciativas más importantes del gobierno actual que se propone garantizar el desarrollo económico del país y la financiación programas de paz, educación y las políticas de equidad con el incentivo de proyectos de minas y energía. Existen 10 medidas contractuales y de promoción que mejorarán la competitividad para la industria minera y de hidrocarburos

1. Extensión de beneficios de la Ley de infraestructura para PINES de Hidrocarburos, Minería y Energía.

2. Mejorar las condiciones de los contratos costa afuera adjudicados antes del 2014.

3. Liberación de caja por cumplimiento de obligaciones de exploración: Igualdad de condiciones de las garantías para todos los contratos.

4. Regalía variable para la producción adicional: Menor regalía para la producción adicional a la pactada.

5. Flexibilización para la exploración petrolera.

Ampliación plazo fase exploratoria.

Traslado de inversión a áreas de mayor potencial.

Permitir que ahorros por eficiencia en la exploración se conviertan en mayor inversión para mayor conocimiento del área.

6. Incentivar asignación de las áreas de evaluación técnica:

Posibilidad de convertir en cualquier momento las áreas de evaluación en áreas de Exploración y Producción.

Igualar requisitos de capacidad económica financiera con los de los de los yacimientos convencionales de la Ronda 2014.

7. Reducción canon superficiario:

Incentivo para la exploración bajando el arrendamiento de exploración en promedio un 50%.

8. Claridad en integraciones y prórrogas de yacimientos mineros:

Seguridad jurídica y eficiencia para que se puedan integrar áreas. Se permitió que se integren áreas así no sean colindantes o vecinas.

Certeza jurídica y claridad a los tiempos de las prórrogas.

9. Mantener beneficios arancelarios para inversiones en el sector minero

Prórroga Decreto 1755 de 2013 manteniendo el beneficio arancelario de 0% para las inversiones del sector.

10. Asignación permanente de áreas.

Asignación permanente y dinámica.

Revisión capacidad técnico financiera para habilitarse en los procesos competitivos.

Por otra parte para enfrentar los grandes retos que tiene hoy la industria petrolera, MinMinas y la ANH definieron 4 frentes prioritarios para trabajar en el corto y mediano plazo:

1. Mejorar la prospectividad.
2. Fortalecer la ANH
3. Hacer los proyectos económicamente más atractivos.
4. Aumentar la eficiencia de tiempos y procesos.

Mejorar la prospectividad comprende contratar nuevos estudios de valoración de reserva, clasificación y priorización de cuencas e involucra la adquisición de sísmica multi-cliente, con lo cual se busca posicionar a Colombia como un destino atractivo para los inversionistas.

Para hacer los proyectos más atractivos económicamente, la ANH está revisando lineamientos para ajustar los programas exploratorios mínimos exigidos para áreas fronteras continentales, así como ajustar o eliminar la tabla de precios unitarios. El estudio incluye herramientas fiscales para facilitar los ajustes del sector al ciclo de precios.

Por último, para incrementar significativamente la eficiencia en la ejecución de los proyectos, la Agencia continuará trabajando de la mano con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Agencia Nacional de Licencias Ambientales y las Corporaciones Autónomas Regionales. Se impulsará la creación de una línea base ambiental unificada, la optimización de tiempos de licenciamiento y creación de un marco regulatorio para proyectos costa afuera.

El Plan para la Competitividad Petrolero tiene una mirada a 2030 para poder contar con niveles de inversión cercanos a los 20 mil millones de dólares y volúmenes de producción de 1.300.000 barriles, entre petróleo y gas.

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE ENCUESTA ELECTRÓNICA

¿La fiscalización de hidrocarburos a cargo de quien o bajo la responsabilidad de quien está?

RESPUESTA

Atendida por la Dirección de Hidrocarburos de Minminas

El Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 9 1537 del 24 de diciembre de 2014, reglamentada con el Convenio Interadministrativo 01 de 2015, delegó en la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), hasta el 31 de diciembre de 2016, la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, en los términos señalados en la Ley 1530 de 2012 y demás disposiciones.

El artículo 13 de la Ley 1530 de 2012, define fiscalización como “*el conjunto de actividades y procedimientos que se llevan a cabo para garantizar el cumplimiento de las normas y de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, la determinación efectiva de los volúmenes de producción y la aplicación de las mejores prácticas de exploración y producción, teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos*”

y ambientales, como base determinante para la adecuada determinación y recaudo de regalías y compensaciones y el funcionamiento del Sistema General de Regalías”.

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE CHAT

Ciudadano:

Carlos Ernesto Gómez

¿Sobre el tema de hidrocarburos tengo entendido que el municipio de Aguachica por el Decreto 150 de 1996, fue considerado como zona de frontera, ¿Por qué en el municipio de Aguachica tenemos el precio del galón de gasolina actual \$7100, \$7200, \$7300 y más, siendo Aguachica zona de frontera NO gozamos de beneficios con los subsidios en el precio del galón de gasolina?

El artículo 2.3.4.1.15. del Decreto 1068 de 2015 establece: *“Ingreso al productor en zonas de frontera. El Ministerio de Minas y Energía fijará el ingreso al productor en Zonas de Frontera; sin embargo, los cambios en la proporcionalidad sobre el ingreso al productor nacional o el incremento de volúmenes en dichas zonas, así como la decisión de extender dicha política a nuevas zonas de frontera deberá contar con previo concepto favorable del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en virtud de lo dispuesto en los numerales 1 del artículo 3 y 2 del artículo 6 del Decreto 4712 de 2008”.*

Por lo anteriormente expuesto, es necesario que la solicitud de establecer un subsidio al ingreso al productor sea consultada previamente al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, entidad que emitirá concepto favorable o no a dicha medida.

Por otra parte, es pertinente aclarar que las zonas de frontera ya cuentan con beneficios tributarios que permiten que el precio de los combustibles tengan un precio preferencial frente al resto del país. Así, el artículo 173 de la Ley 1607 de 2012 establece: *“En los departamentos y municipios ubicados en zonas de frontera, el Ministerio de Minas y Energía tendrá la función de distribución de combustibles líquidos, los cuales estarán exentos de IVA, arancel e impuesto nacional a la gasolina y al ACPM”.*

SECTOR MINERÍA

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE ENCUESTA ELECTRÓNICA

¿Qué se hace con los bienes incautados en las incursiones policiales con respecto a la minería ilegal?

RESPUESTA

Atendida por la Dirección de Formalización Minera, Ministerio de Minas y Energía

De acuerdo al procedimiento que establece la ley 99 de 1993, previamente a la entrega a otra autoridad, debe haberse surtido la actuación administrativa mediante resolución motivada que quede en firme sobre el decomiso definitivo, (Art. 85).

Una vez en firme la actuación administrativa, debe proceder la entrega a la autoridad judicial competente en cabeza de la Fiscalía General de la Nación, quien tiene la facultad, de acuerdo al Código Penal (Ley 599 de 2000). Sobre el procedimiento de decomiso el artículo 100 de la citada norma establece lo siguiente:

“Artículo 100. Comiso. Los instrumentos y efectos con los que se haya cometido la conducta punible o que provengan de su ejecución, y que no tengan libre comercio, pasarán a poder de la Fiscalía General de la Nación o a la entidad que ésta designe, a menos que la ley disponga su destrucción.”

“Igual medida se aplicará en los delitos dolosos, cuando los bienes, que tengan libre comercio y pertenezcan al responsable penalmente, sean utilizados para la realización de la conducta punible, o provengan de su ejecución.”

Para complementar o ilustrar la información, nos permitimos hacer referencia a los artículos de la ley 685 de 2001 (Código de Minas), sobre exploración y explotación ilícita, aprovechamiento ilícito y decomiso, que se describen a continuación:

“ARTÍCULO 159. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN ILÍCITA. La exploración y explotación ilícita de yacimientos mineros, constitutivo del delito contemplado en el artículo 244 del Código Penal, se configura cuando se realicen trabajos de exploración, de extracción o captación de minerales de propiedad nacional o de propiedad privada, sin el correspondiente título minero vigente o sin la autorización del titular de dicha propiedad”.

“ARTÍCULO 160. APROVECHAMIENTO ILÍCITO. El aprovechamiento ilícito de recursos mineros consiste en el beneficio, comercio o adquisición, a cualquier título, de minerales extraídos de áreas no amparadas por un título minero. En estos casos el agente será penalizado de conformidad con lo establecido en el artículo 244 del Código Penal, exceptuando lo previsto en este Código para la minería de barequeo.”

ARTÍCULO 161. DECOMISO. Los alcaldes efectuarán el decomiso provisional de los minerales que se transporten o comercien y que no se hallen amparados por factura o constancia de las minas de donde provengan. Si se comprobare la procedencia ilícita de los minerales se pondrán además a disposición de la autoridad penal que conozca de los hechos. Lo dispuesto en este artículo no se aplicará a la minería de barequeo.

Una vez decomisado o incautado el mineral, ya sea por la Policía Nacional, la Corporación Autónoma Regional, o por la alcaldía, y agotado el debido proceso administrativo, que determine la firmeza de la actuación en su etapa final, le corresponde hacer entrega de los minerales a la autoridad competente en cabeza de la Fiscalía General de la Nación.

En cuanto a que norma autoriza la determinación que se adopte, corresponde a las normas citadas arriba, contemplando lo ordenado por el Acto Legislativo 03 de 2002, que dispone lo siguiente:

“Artículo 2°. El artículo 250 de la Constitución Política quedará así:”...

“En ejercicio de sus funciones la Fiscalía General de la Nación, deberá:”

“3. Asegurar los elementos materiales probatorios, garantizando la cadena de custodia mientras se ejerce su contradicción. En caso de requerirse medidas adicionales que impliquen afectación de derechos fundamentales, deberá obtenerse la respectiva autorización por parte del juez que ejerza las funciones de control de garantías para poder proceder a ello.”

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE ENCUESTA ELECTRÓNICA

¿Qué posibilidades hay de capacitar a los pequeños mineros, principalmente los de oro, para que sean quienes una vez capacitados sobre alternativas para la separación del oro (por ejemplo, jugos de las hojas de balso) sean quienes eviten el uso del mercurio y otros peligrosos contaminantes para la extracción del oro?

RESPUESTA

Atendida por la Dirección de Formalización Minera, Ministerio de Minas y Energía

Desde el año 2011 la extinta Dirección de Minas del Ministerio de Minas y Energía, formuló un proyecto ante el Departamento Nacional de Planeación (DNP), denominado: “Capacitación teórico práctica para la reducción o eliminación del uso del mercurio en el proceso de beneficio del oro en el territorio nacional”, el cual fue aprobado para las vigencias 2011–2015. Bajo este proyecto actualmente liderado por la Dirección de Formalización Minera, se viene formulando e implementando un plan de acompañamiento integral con herramientas teóricas y prácticas con líderes mineros, comunidad en general, autoridades locales y barequeros legales, con el fin de presentar alternativas de tecnologías limpias sin el uso del mercurio para la mejora en la obtención del oro, y que conlleve a generar estrategias y soluciones a la problemática ambiental causada por la minería no responsable, de acuerdo a las necesidades específicas identificadas en cada una de las regiones, las cuales han sido: Nariño (Andes Sotomayor, la Llanada, Santacruz, Samaniego) Risaralda (Quinchía), Chocó (Condoto, Tadó), Cauca (Suárez, Buenos Aires, el Tambo), Huila (Iquira, Tesalia), Santander (Vetas, California y Suratá), Bolívar (Tiquisio, Santa Rosa, Arenal, Norosí-Río Viejo), Antioquia (Puerto Nare, Puerto Berrío, San Roque, Caucasia, Nechí, el Bagre, Zaragoza), arrojándonos un total de 14.137 personas asistidas con 863 talleres teóricos y prácticos en los siguientes temas: riesgos asociados al uso del mercurio, problemática en salud, síntomas y factores de riesgo, normatividad minera y

ambiental, salud ocupacional y seguridad industrial, manejo integral de residuos sólidos, ahorro y uso eficiente del agua, aplicación de variables óptimas de conjuración, lavado de arenas y neutralización de efluentes de cianuro, sobre nociones de trituración, molienda y concentración de minerales, manejo y recuperación de suelos y ecosistemas degradados por minería, sobre trabajo digno, responsabilidad y seguridad social, recuperación de valores familiares, proyecto de vida, intenciones y logros individuales que involucre su grupo familiar, aspectos sociales enfocados a la organización empresarial, marketing, y construcción de reputación corporativa.

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE ENCUESTA ELECTRÓNICA

¿En qué consisten los Proyectos Interés Nacional - PIN?

RESPUESTA

Atendida por la Oficina de Planeación, Ministerio de Minas y Energía

En primer lugar, valga la pena aclarar que la Agencia Nacional de Minería definió como Proyectos de Interés Nacional (PIN) aquellos contratos que por su importancia económica, social y ambiental, cuentan con un alto nivel de responsabilidad en cuanto la eficiente administración de los recursos mineros que implica una rigurosa evaluación de los documentos técnicos y jurídicos, así como el seguimiento oportuno al cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales.

En tal sentido, mediante la Resolución 341 de 20 de mayo de 2013, se establecieron los criterios generales y el procedimiento para definir y designar un proyecto minero como de Interés Nacional. Igualmente, mediante Resolución 592 del 19 de junio de 2013 se designaron los primeros 40 contratos dentro de esta categoría.

En tal sentido, para una mayor ampliación y complementación de esta respuesta es oportuno acudir a la Agencia Nacional de Minería y a la Dirección de Minería Empresarial.

Ahora bien, mediante documento Conpes 3672 de 2013 se establecieron los lineamientos de política, así como un plan de acción para la eficiencia y eficacia en la planeación y ejecución de los proyectos de interés nacional y estratégicos – PINES. Para esto, el objetivo principal del documento Conpes es el de “Establecer los criterios para considerar un proyecto de interés nacional y estratégicos y, generar mecanismos y recursos que faciliten la ejecución eficiente y oportuna de tales proyectos en concordancia con las políticas definidas por el Gobierno Nacional”

Un proyecto de interés nacional y estratégico puede ser de origen público o privado, pues es habitual que el único ejecutor de proyectos no sea el Estado; un privado puede desarrollar proyectos que, si bien no cuentan con recursos públicos, tienen un impacto en el desarrollo del país y coadyuvan a su crecimiento económico y social. Los proyectos de estratégicos para el país impactan directamente en el crecimiento, la eficiencia sobre el sector productivo y el desarrollo social, por su papel de conectividad y desarrollo regional.

De igual manera, el documento Conpes estableció criterios mínimos comunes y específicos, los cuales deben ser validados como condición de evaluación para que el proyecto sea

declarado como PINE, de igual manera se debe surtir con el procedimiento general establecido.

Así pues, el documento Conpes definió como criterios:

- Que aumente significativamente la productividad y competitividad de la economía nacional o regional.
- Que genere impacto significativo a la creación de empleo directo o por vía de encadenamientos y/o la inversión de capital.
- Que genere retorno positivo a la inversión y sea sostenible operacionalmente
- Que aumente la capacidad exportadora de la economía nacional.
- Que genere ingresos significativos a la Nación y las regiones.
- Que el alcance del proyecto contribuya al cumplimiento de las metas previstas en el PND.

Sumado a estos criterios, es importante tener en cuenta que los proyectos a ser considerados PINES – deben ser aquellos proyectos que puedan presentar riesgos contingentes de tener problemas afectando viabilidad y ejecución. Dichos riesgos se relacionan con: trámites ambientales, procedimientos de consultas previas, asuntos prediales y trámites jurídicos.

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE ENCUESTA ELECTRÓNICA

¿Cómo va el tema de descongestión de trámites y titulación en la ANM?

RESPUESTA

Atendida por la ANM

Como nueva institucionalidad minera, la Agencia Nacional de Minería nació en 2011, pero inició labores en firme en el 2012. Desde esa época ya traía una cifra importante de trámites mineros pendientes, heredados de la desaparecida Ingeominas.

Sobre seguimiento:

Con respecto a esos trámites acumulados, la ANM ha avanzado sustancialmente; en total, en 2015 se han resuelto 1.790 trámites de los titulares mineros; esta cifra representa un avance del 59% frente al total de trámites relacionados con suspensión de obligaciones, renunciaciones, recursos, amparos administrativos, entre los principales aspectos. Cabe anotar que, en promedio, se están radicando 97 nuevos trámites cada mes ante la autoridad minera.

Sobre titulación:

En cuanto al área de titulación y contratación, desde el 1 de septiembre de 2014 y hasta el 30 de octubre de 2015 se resolvieron 2.663 propuestas de concesión, entre otorgamientos, rechazos y desistimientos. A su vez se avanzó en la solución a 1.830 solicitudes de legalización entre otorgamientos, rechazos y desistimientos. Respecto de las Autorizaciones temporales, se han resuelto 788 de estas, lo que incluye otorgamientos, rechazos y desistimientos. Así las cosas, se han resuelto 5.281 trámites, que corresponde al 32% de avance.

En enero de 2015, contábamos con 11.043 solicitudes pendientes por resolver y al 30 de octubre tenemos un stock de 11.015 solicitudes, en atención a los trámites que hemos resuelto pero también a las nuevas solicitudes que los peticionarios radican.

Para entender mejor las cifras, se tiene que en promedio cada mes la ANM resuelve 151.6 solicitudes (entre contratos, autorizaciones temporales y legalizaciones) mientras que en promedio nos radican 144.1 solicitudes mensualmente. Cabe anotar que la ANM tiene viabilizadas 732 solicitudes para proyectar minutas de contrato de concesión.

Sobre regalías y canon:

Asimismo, la ANM como parte del Sistema General de Regalías, ha recaudado en lo que va corrido de 2015 a octubre \$1,43 billones lo cual representa un incremento de 12% frente a igual período de 2014 cuando se recaudó \$1,28 billones. En cuanto al tema de Recaudo vs. Regalías, la meta para este periodo del año era de un 84%, y ya se alcanzó el 90%, un 6% por encima.

Gracias al avance en la depuración de los trámites, la ANM ha logrado multiplicar por dos el recaudo de canon en los últimos cinco meses del año, pasando de \$6.481 millones en el año corrido a mayo , a \$14.166 millones a octubre.

Estamos comprometidos con la minería, con los mineros, con el desarrollo de Colombia a través de esta actividad y con el bienestar de los colombianos por medio de los aportes de la industria minera. Nuestra tarea es seguir destrabando los trámites y solicitudes pendientes, una relación de gana-gana entre el Estado, las empresas y los colombianos. La minería bien hecha, legal, y ambientalmente responsable, es progreso para el país, debemos apostarle todos nuestros esfuerzos como entidad y sacar adelante el proyecto de una Colombia Minera.

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE ENCUESTA ELECTRÓNICA

La ANM puso en marcha un nuevo modelo de fiscalización minera ¿por qué el cambio y cómo van los resultados?

RESPUESTA

Atendida por la ANM

El Decreto 4134 del 3 de noviembre de 2011 creó la Agencia Nacional de Minería – ANM, como una agencia estatal de naturaleza especial, del sector descentralizado de la Rama Ejecutiva del Orden Nacional, con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, técnica y financiera, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, cuyo objeto es administrar integralmente los recursos mineros de propiedad del Estado.

A través del artículo 3 de la Resolución 180876 del 7 de junio de 2012, el Ministerio de Minas y Energía delegó en la ANM la función de fiscalización de títulos mineros. Posteriormente la misma Cartera mediante la Resolución 91818 del 13 de diciembre de 2012, resolvió mantener en la ANM la función de fiscalización de todos los títulos mineros y autorizaciones temporales, en los términos del artículo 13 de la Ley 1530 del 17 de mayo de 2012.

La fiscalización es una herramienta de monitoreo y seguimiento para vigilar el cumplimiento de las normas y obligaciones contraídas a través de un contrato minero y a las que deben sujetarse los titulares de derechos mineros para la adecuada exploración y explotación de los recursos naturales no renovables. Este proceso no es opcional, es obligatorio, y su objetivo es hacer un seguimiento permanente a la totalidad de títulos mineros en el país.

La autoridad minera en el marco del cumplimiento de la función de fiscalización delegada por el Ministerio, celebró entonces el Convenio No. 211045 con fecha 27 de diciembre de 2011, entre el Servicio Geológico Colombiano y el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo –FONADE, con el objeto de realizar la “Gerencia Integral del Proyecto de ejecución de actividades de apoyo a la fiscalización integral de los títulos mineros”, convenio que fue cedido a la ANM en diciembre de 2012.

En el marco de este convenio, se suscribieron en el mes de agosto de 2012, dos contratos de apoyo a la fiscalización y sus correspondientes interventorías. Estos contratos tenían como objetivo adelantar actividades de revisión documental, visitas de campo y elaboración de Informes de Fiscalización Integral (IFI), en donde se presentaban los resultados obtenidos. El convenio finalizó el 31 de diciembre de 2014.

Al iniciar el 2015, la ANM se concentró en diseñar y poner en marcha un nuevo modelo de fiscalización minera, en el que la Agencia estuviera a cargo directamente del proceso. Este modelo implicaría actuar sobre toda la cadena de valor, al involucrar los recursos y reservas como riqueza intangible de la Nación y la producción minera como riqueza tangible que garantiza la sostenibilidad fiscal.

Este nuevo esquema da además prioridad a la efectividad y oportunidad en las actuaciones como Autoridad Minera, asumiendo la función fiscalizadora con mayor autonomía, fortaleciendo la imagen institucional frente al titular minero, así como la transparencia frente a la gestión y uso de los recursos de la Nación.

La meta de la ANM con el nuevo esquema es de 5.560 visitas de fiscalización en este primer año de funcionamiento, de las cuales ya se han realizado 4.627, equivalentes a un 83%. El objetivo de la Agencia es efectuar visitas, “actuar” eficaz y rápidamente sobre el expediente y “notificar” dichas actuaciones a los titulares para poder tomar medidas y realizar acciones. Un proceso de fiscalización eficiente, se traduce en prevención y seguridad para quienes tienen en las minas su sustento diario.

En el nuevo esquema de fiscalización también proyecta avances de modernización e innovación por parte de la entidad. La ANM a partir de este proceso, estructuró una herramienta tecnológica para la programación, seguimiento y centralización de datos obtenidos en las visitas por parte de los funcionarios de la Agencia Nacional de Minería a los Títulos Mineros en el país.

Estamos convencidos que a través de este nuevo modelo de fiscalización, ejecutado calificada y responsablemente por los profesionales de la ANM, estamos logrando ejercer nuestra función de manera competente, garantizándole al país mayores controles, medidas a tiempo y seguimiento oportuno.

PREGUNTA RECIBIDA MEDIANTE ENCUESTA ELECTRÓNICA

¿Qué está haciendo la ANM para apoyar y fomentar la minería tradicional?

RESPUESTA

Atendida por la ANM

La contribución de la minería al desarrollo del país va más allá de las divisas y las regalías, pasa por un ejercicio que se convierte en fuente de muchas oportunidades para familias, comunidades y regiones completas del país. Es por ello que la ANM, por medio de su Vicepresidencia de Promoción y Fomento, ha logrado formalizar a mineros tradicionales en más de diez departamentos del país, quienes bajo la figura de las Áreas de Reserva Especial (ARE), desarrollan su actividad bajo altos estándares y con todas las de la ley.

Un Área de Reserva Especial (ARE) es una zona donde existen explotaciones tradicionales de minería informal y que por solicitud de una comunidad, se delimitan para que de manera temporal, no se admitan nuevas propuestas de contrato de concesión minera sobre todos o algunos de los minerales ubicados en dichas zonas.

Además son el mecanismo establecido por el Código de Minas para adelantar la formalización de comunidades mineras tradicionales, es decir aquellas que demuestran adelantar de manera continua o discontinua trabajos mineros desde antes de agosto de 2001.

Dentro de las Áreas de Reserva Especial, se desarrollan estudios geológicos–mineros financiados por la ANM. En caso de que los estudios evidencien la existencia de potencial geológico – minero, se celebra entonces un contrato especial de concesión con la comunidad minera beneficiaria. Las AREs son entonces un primer e importante paso para la formalización. Una figura que reconoce los derechos de los mineros tradicionales.

En 2015 la ANM ha declarado 7 Áreas de Reserva Especial (ARE), una cifra en tiempo record para la entidad. Las ARE´s declaradas fueron Sardinata y Tibú, en Norte de Santander, Remedios en Antioquia, una más en Tarso y Venecia, Antioquia, también La Salina, en el Casanare, Norosí en Bolívar, Sucre en Santander, y Pamplonita, Bochalema y Chinácota en Norte de Santander.

Además se entregaron Estudios Geológico Mineros al ARE de Lenguaque en Cundinamarca y al ARE de Tasco en Boyacá. Seis más de estos Estudios están en proceso para las ARE de San José de Miranda y La Belleza en Santander, Sardinata y Tibú en Norte de Santander, Remedios, Tarso y Venecia en Antioquia y La Salina en Casanare.

En total existen hoy en Colombia 27 ARE´s declaradas. Además la ANM tiene 93 trámites en proceso en los departamentos de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Casanare, Cundinamarca, Cauca, Chocó, Guainía, Guajira, Nariño, Norte de Santander, Santander, Valle, Tolima. Los principales minerales en estas áreas son material de arrastre, oro, carbón y sal.

También a través de la Vicepresidencia de Contratación y Titulación, la ANM viene gestionando de manera eficiente, el estudio, evaluación y resolución de la totalidad de solicitudes mineras radicadas en el marco de los programas de legalización y formalización de minería tradicional, por lo que hoy el 95% de las solicitudes cuentan con su respectiva evaluación y están pendientes de continuar el procedimiento definido en la normatividad aplicable. Asimismo durante este año, han sido resueltas de fondo por acto administrativo ejecutoriado y en firme, 775 solicitudes mineras.

Así también, se viene incentivando la formalización de actividades mineras a través de las solicitudes de subcontratos de formalización previstas en la Ley 1658 de 2013, hoy contempladas en el actual Plan Nacional de Desarrollo –Ley 1753 de 2015.

SOLICITUDES PARA INTERVENIR A VIVA VOZ

Jairo Fernando Vargas Cruz

Chía, Cundinamarca

Tema:

Evaluación de propuestas de contratos de concesión minera y fiscalización minera

Juan Carlos Rincón Suárez

Armenia - Quindío

Empresa: Renovables Universal.S.A.S

Tema: Desarrollo de las energías renovables en nuestro país, la total regulación y ayudas y subvenciones a los clientes usuarios, medidas que incentiven una verdadera comercialización y realización de proyectos.

Luis Ovidio Daza

Guacarí Valle

Empresa: Mundial Aceite de Colombia SAS

Tema:

Nuestro interés es el de encontrar los canales que faciliten nuestra contribución en aplicaciones biotecnológicas para generar energía a través de alternativas limpias y sustentables, tratamiento de RSU, de aguas residuales mediante la desintoxicación de las playas o ríos contaminados, lagunas estacionarias, agua potable de captación del aire o llevar fotovoltaica y eólica a zonas no interconectadas, para lo cual solicitamos apoyo institucional y voluntad política.

Luis Péres Escorcía

Soledad, Atlántico

Tema:

Influencia en la economía de alto costo de energía para barrios Subnormales y la mala prestación del servicio en los mismos

Juan Carlos Rodríguez Esparza

Bogotá

Tema:

Hidrocarburos

Jerome Mauborgne

Chía – Cundinamarca

Tema:

Biomasa, energía limpia y renovable, versus ACPM en las ZNI.

Eduardo Aristizabal Botero

Empresa: Federación Nacional de Energías Renovables - FENAER

Bogotá

Tema:

Diversificación canasta energética, crisis minero energética y reglamentación Ley 1715.

Saul Ramírez Molano

Neiva, Huila

Empresa: Ecogas de Colombia

Tema:

Reglamentación General para Ministerio de Minas y Energías y derecho de conexión para la comisión Reguladora de Energía y Gas.