



Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aa):	
Proyecto de Decreto/Resolución:	<i>Por la cual se establece el procedimiento y criterios para la distribución y giro de subsidios para el servicio público de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas - ZNI</i>

1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.

1.1. Sobre el otorgamiento de subsidios y las funciones del MME

El artículo 368 de la Constitución Política de Colombia establece que la Nación, entre otros, podrá conceder subsidios en su presupuesto, para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubran sus necesidades básicas.

Uno de los instrumentos de intervención estatal en los servicios públicos, de acuerdo con el numeral 7º del artículo 3º de la Ley 142 de 1994 es el otorgamiento de subsidios a las personas de menores ingresos.

El numeral 10 del artículo 99 de la Ley 142 de 1994, adicionado por el artículo 2 de la Ley 1117 de 2006, señaló que los subsidios del sector eléctrico para las Zonas No Interconectadas - ZNI se otorgarán a los usuarios en las condiciones y porcentajes que defina el Ministerio de Minas y Energía, considerando la capacidad de pago de los usuarios y no podrán ser girados a los prestadores del servicio que no hayan reportado oportunamente la información solicitada a través del Sistema Único de Información de los servicios públicos – SUI administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD.

El artículo 2º de la Ley 143 de 1994 establece que el Ministerio de Minas y Energía, en desarrollo de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, en el marco de un manejo integral, eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país, promoverá el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

El artículo 4º de la Ley 143 de 1994 determina que, en relación con el servicio público de energía eléctrica, el Estado tendrá entre otros objetivos, el abastecimiento de la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país.

El artículo 47 de la Ley 143 de 1994, respecto de los subsidios del sector eléctrico, incluyendo aquellos dirigidos a las ZNI, establece que “(...) Los subsidios se pagarán a las empresas distribuidoras y cubrirán no menos del 90%, de la energía equivalente efectivamente entregada hasta el consumo de subsistencia a aquellos usuarios que por su condición económica y social tengan derecho a dicho subsidio según lo establecido por la ley.”

El artículo 1º de la Ley 855 de 2003 define las ZNI como aquellos “(...) municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional, SIN”, y en el párrafo del mismo artículo se señala que “(...) las áreas geográficas que puedan interconectarse a este sistema en condiciones ambientales, económicas y financieras viables y sostenibles, se excluirán de las Zonas No Interconectadas, cuando empiecen a recibir el Servicio de Energía Eléctrica del SIN, una vez se surtan los trámites correspondientes y se cumplan los términos establecidos en la regulación vigente establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG”.

El Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con el artículo 2.2.3.2.6.1.8. del Decreto 1073 de 2015, debe definir los criterios con los cuales se asignarán los recursos del presupuesto nacional y del Fondo de Solidaridad de Subsidios y Redistribución de Ingresos —FSSRI destinados a sufragar los subsidios, teniendo en cuenta que también los municipios, departamentos y distritos pueden incluir apropiaciones presupuestales para este fin, y que de conformidad con dicha norma, al definir los criterios de asignación debe tener en cuenta, preferentemente, a los usuarios que residan en aquellos municipios que tengan menor capacidad para otorgar subsidios con sus propios recursos.



De acuerdo con el artículo 2.2.3.3.2.2.3.1. del Decreto 1073 de 2015, *“La ampliación de cobertura del servicio público de energía eléctrica a usuarios a quienes no sea eficiente conectar al Sistema Interconectado Nacional -SIN, se podrá realizar mediante soluciones centralizadas o individuales, las cuales serán construidas y operadas principalmente por un Operador de Red del Sistema Interconectado Nacional -SIN, o a través de esquemas empresariales tales como las Áreas de Servicio Exclusivo -ASE”*. También dice la norma que estas inversiones podrán ser realizadas tanto con recursos públicos como con inversiones a riesgo efectuadas por empresas prestadoras del servicio, y en este último caso las inversiones se deben remunerar por la tarifa. Por último, menciona que las empresas deben priorizar fuentes no convencionales de energía o gas licuado de petróleo, según sea económicamente más eficiente.

De acuerdo con el artículo 2.2.3.2.6.1.4 del Decreto 1073 de 2015, *“los comercializadores, autogeneradores y transportadores de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por red física, efectuarán liquidación trimestral de subsidios y contribuciones por mercado de comercialización, según definiciones de Mercado de Comercialización para el servicio público de electricidad, Mercado de Comercialización para el servicio público de gas combustible distribuido por red física y Mercado de Comercialización en las Zonas no Interconectadas del presente decreto”* y también *“deberán reportar al Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos FSSRI - Ministerio de Minas y Energía, la conciliación trimestral de sus cuentas de subsidios y contribuciones, dentro de treinta (30) días calendario siguientes al cierre del respectivo trimestre, de conformidad con la metodología por este Ministerio”*.

El Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 182138 de 2007, modificada por las Resoluciones 180648 de 2008, 180660 de 2009 y 91874 de 2012, estableció el procedimiento para otorgar los subsidios del sector eléctrico en las ZNI.

Que el Documento CONPES 3453 de 11 de diciembre de 2006 sobre esquemas de Gestión para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en las ZNI recomendó solicitar al Ministerio de Minas y Energía el diseño e implementación de un esquema de subsidios y contribuciones que tenga en cuenta, entre otros, los costos de prestación del servicio en las ZNI y la capacidad de pago de la población residente en esas zonas; permita hacer explícitos los subsidios implícitos asumidos por las entidades públicas; y permita cubrir gastos de inversión, reposición, mantenimiento y monitoreo asociados a la prestación del servicio.

1.2 Sobre Fuentes No Convencionales de Energía – FNCE

La Ley 1715 de 2014, en su artículo 9, define que el Gobierno Nacional implementará un programa destinado a sustituir progresivamente la generación con diésel en las ZNI con el objetivo de reducir los costos de prestación del servicio y las emisiones de gases contaminantes, para lo cual el Ministerio de Minas y Energía debe desarrollar esquemas de incentivos para que los prestadores del servicio de energía eléctrica en las ZNI reemplacen parcial o totalmente su generación con diésel por Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE. Según la norma en cita, dichos incentivos deben cumplir con las evaluaciones costo-beneficio resultantes de la comparación del costo de los incentivos con los ahorros producidos por la diferencia de costos entre la generación con FNCE en lugar del diésel.

A su vez, el artículo 34 de la Ley 1715 de 2014, en relación con el desarrollo y promoción de las FNCE y la gestión eficiente de la energía en las ZNI, señala que el Ministerio de Minas y Energía debe promover el desarrollo de soluciones híbridas que combinen fuentes locales de generación eléctrica con fuentes diésel, que minimicen el tiempo de funcionamiento de los equipos diésel en coherencia con la política de horas de prestación del servicio de energía para las ZNI.

Además, de acuerdo con el Documento CONPES 3453 de 2006 antes mencionado, para el momento de su adopción el servicio de energía eléctrica prestado en las ZNI dependía en un 96% de plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles, por lo que la Resolución 182138 de 2007 expedida por el Ministerio de Minas y Energía en ejecución de la política pública, se concentró en fijar las condiciones para el reconocimiento del subsidio a la prestación del servicio con combustibles fósiles, quedando limitada su aplicabilidad a otras tecnologías de generación. Por lo tanto, con la inclusión de los criterios de promoción de las FNCE y reducción del tiempo de funcionamiento de los equipos diésel en coherencia con la política de horas de prestación del servicio de energía para las ZNI, se garantizará claridad sobre el reconocimiento de subsidios para otras tecnologías de generación.



1.3 Situación actual de las Zonas No Interconectadas

Prestación del servicio

Geográficamente la mayor parte de las localidades de las ZNI se encuentran en Nariño, Chocó y Cauca. De las más de 1.900 localidades de ZNI, el 49% ha recibido horas de servicio mayores o iguales a las programadas, donde en términos generales el 16% de las localidades reciben menos de 6 horas de servicio, el 25% entre 6 y 8 horas, el 18% entre 8 y 10 horas y el 41% entre 10 y 24 horas.



Ilustración 1 - Prestación del servicio en ZNI

En las ZNI predomina el uso de generación Diésel y una pequeña participación de las FNCER.

En cuanto a las distintas situaciones operativas que se pueden presentar, la mayoría de contingencias se presentan en Nariño, Chocó y Guainía donde se han visto afectados en promedio mensualmente alrededor de 16 mil usuarios. El restablecimiento del servicio en las localidades toma en promedio 14,12 días.

Las causas más frecuentes de interrupciones en ZNI son los daños en los equipos de generación, mayoritariamente Diésel, la falta de combustible y daño en los transformadores de distribución.

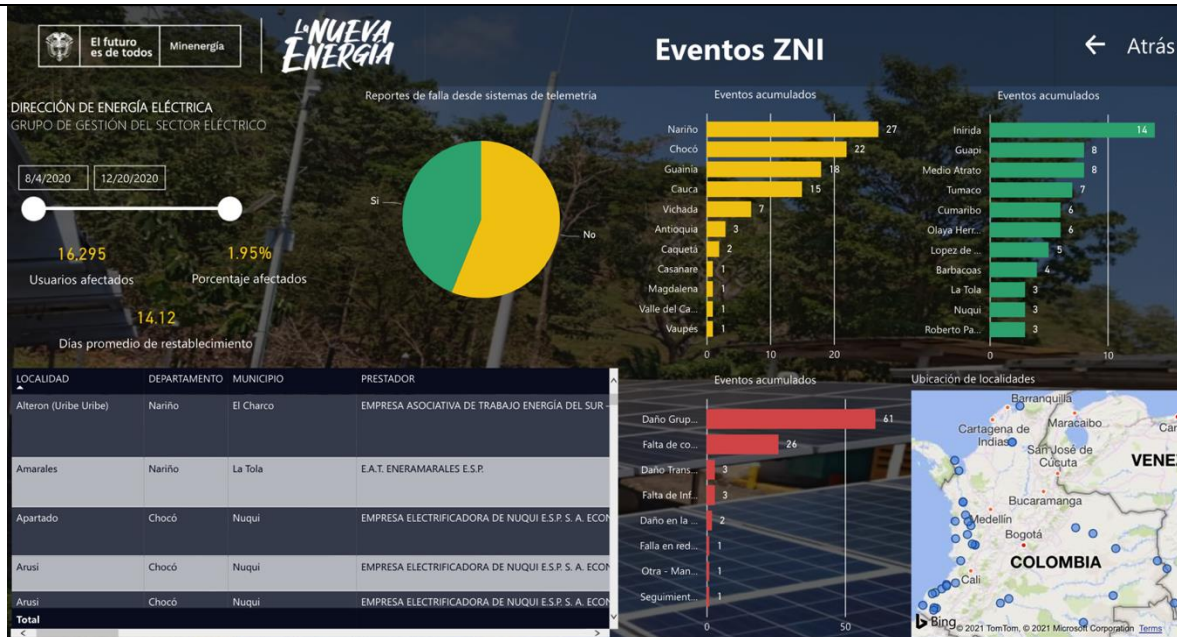


Ilustración 2 - Eventos operativos en ZNI

Eficiencia en la prestación del servicio ZNI

La estimación de la eficiencia se realiza de acuerdo con el combustible consumido necesario para generar las horas de prestación del servicio que estaban inicialmente previstas para ser subsidiables según el tipo de localidad, de acuerdo con la Resolución 182138 de 2007, y tomando además como referencia la eficiencia implícita en los factores de Consumo Específico de Combustible – CEC previstos en la Resolución CREG 091 de 2007, cuyos valores dependiendo del tipo de localidad se encuentran entre el 27% y 35%.

Eficiencia	Cantidad localidades
<20%	69
<25%	253
<30%	719
<35%	611

La asignación total de combustible en ZNI ronda los 3 millones de galones por mes, lo muestra la importancia de la eficiencia en las máquinas de generación, en especial teniendo en cuenta que el electrocombustible se encuentra exento o excluido de algunos impuestos nacionales.

El incremento en el consumo de Diésel se debe a que las máquinas en muchas oportunidades trabajan a menores tasas de eficiencia a las reconocidas en la resolución CREG, por lo cual, la complementariedad entre recursos Diésel y las FNCE resulta en una herramienta central para mejorar la eficiencia energética en esas localidades.

En general, la CREG 091 de 2007 utiliza para el reconocimiento de los cargos eficiencias entre el 27% y 35%, por lo tanto, en localidades con eficiencias menores a esa cifra, es probable que el combustible no alcance para prestar el servicio durante el tiempo definido, o lo que es equivalente, que necesiten más combustible para generar 1 kWh de energía, en relación con localidades de mayores eficiencias.

Generación diésel y uso de FNCE



En el marco de la transición energética del país y la ley 1715 de 2014, el Ministerio de Minas y Energía, debe proponer por el uso de nuevas tecnologías, el aprovechamiento en la generación de las Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE. Desde la Dirección de Energía Eléctrica del ministerio se ha observado la transformación de la matriz energética de las ZNI, sin embargo, vemos que aún no es suficiente y continúa predominando, con limitación de hora, la generación con combustibles fósiles. A continuación, se presenta la distribución general de las ZNI y su utilización de fuentes de generación:

Concepto	Valor 2019
Porcentaje del Territorio Nacional	52%
Departamentos	20
Municipios	74
Localidades con reporte en SUI a dic 2019	1.702
Suscriptores a dic 2019	193.871
Prestadores con localidades codificadas 2019	74
Capacidad operativa	280,38 MW
Capacidad operativa fuentes renovables	14,1 MW

Fuente: SSPD, 2020¹

1.4 Sobre los compromisos de reducción de emisiones y neutralidad de Carbono

Compromisos internacionales de reducción de emisiones

El Gobierno Nacional anunció la meta de reducción del 51% de las emisiones de gases efecto invernadero del país para el año 2030. Este compromiso está enmarcado en el proceso de actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia, conocida como NDC, la hoja de ruta del país para establecer acciones ambiciosas para enfrentar los efectos del cambio climático de cara a los próximos 10 años, acorde con otros acuerdos internacionales de reducción de emisiones, como los del Acuerdo de París.

La actualización de los compromisos de acción climática ha sido liderada por el Ministerio de Ambiente, pero es un compromiso nacional del cual han sido parte muchas otras entidades del orden nacional: Ministerios, Gobernaciones, Alcaldías, Corporaciones Ambientales y otras entidades del sector público (IDEAM, ANLA, UPME, Parques Nacionales, entre otros), así como el sector privado, la academia, representantes de organizaciones étnicas, de campesinos, jóvenes y mujeres; y en general todos los ciudadanos a través del proceso de consulta pública que se adelantó durante el mes de octubre del 2020.

Por otro lado, diez países integran la iniciativa RELAC, liderada por Colombia y coordinada por OLADE, la cual busca que el 70% de la capacidad instalada de la matriz de generación eléctrica de la región provenga de fuentes renovables al 2030.

Plan Integral de Gestión del Cambio Climático para el Sector Minero Energético – PIGCCME

El Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 40807 de 2018 adoptó el PIGCCME con el objetivo de “Reducir la vulnerabilidad ante el Cambio Climático y promover un desarrollo bajo en carbono a nivel Sectorial, fortaleciendo y protegiendo la sostenibilidad y competitividad de la industria minero-energética”.

El PIGCCME se encuentra abarca distintos ejes de trabajo que comprenden las acciones necesarias para el cumplimiento de compromisos internacionales tales como el Acuerdo de París, donde Colombia se comprometió a reducir sus emisiones de gases efecto invernadero en un 20% para el año 2030 y aumentar la resiliencia ante las amenazas generadas por el Cambio Climático. Particularmente el compromiso sectorial corresponde a la coordinación de la gestión del Cambio Climático en el sector a través de directrices y acciones de mitigación y adaptación. El

¹ Superintendencia de Servicios Públicos - Diagnóstico sobre el estado de la medición individual en el Sistema Interconectado Nacional - 2019 SIN.



componente de mitigación tiene como meta reducir 11.2 Mton de CO₂ eq en 2030. En cuanto a adaptación la meta consiste en reducir los riesgos del sector asociados al Cambio Climático y a la variabilidad climática.

En búsqueda de estos objetivos, se realizó la firma de la primera Alianza Sector Eléctrico Carbono Neutral en el país donde el Ministerio de Minas y Energía, XM y ocho empresas pioneras, sellaron el compromiso para alcanzar la carbono - neutralidad en el año 2050.

A la fecha AES Colombia, Celsia, ENEL-Colombia, EPM, ISA, ISA Intercolombia, ISA Transelca y Urrá, se han sumado de manera voluntaria a esta iniciativa y se espera vincular a generadores, transmisores, comercializadores y operadores de red.

1.5 Sobre el pago de una remuneración adicional para la actividad e de generación con cago a los subsidios

De acuerdo con el artículo 39 de la Ley 142 de 1994 para la gestión de los servicios públicos se autoriza la celebración de contratos especiales, entre ellos contratos de las entidades oficiales para transferir el uso y goce de los bienes que se destina especialmente a prestar los servicios públicos. Es así como en el Ministerio de Minas y Energía en la actualidad tiene vigentes los siguientes contratos especiales sobre las centrales de generación ubicadas en las siguientes cabeceras municipales:

CABECERA MUNICIPAL	CONTRATO
INIRIDA	GGC 101 -2015
MITU	GGC 209 - 2013
BAHÍA SOLANO	GGC 100 -2015
BAHÍA CUPICA	GGC 97 - 20015
PTO LEGUIZAMO	GGC 98 - 2015

Según el artículo primero de la Resolución 181891 de 2008, posteriormente adicionado por la Resolución 91873 de 2012, el Ministerio de Minas y Energía asignará subsidios a los comercializadores de energía eléctrica de las ZNI, teniendo en cuenta cubrir el faltante de remuneración de la actividad de generación, cuando la remuneración máxima del cargo de generación, reconocida por la CREG sea menor que los gastos incurridos en la actividad de generación, para aquellas centrales de generación de las cabeceras municipales que sean operadas por empresas de servicios públicos que tengan participación accionaria mayoritaria de la Nación.

Estas localidades y contratos requieren continuar gozando de la financiación de las actividades de administración, operación y mantenimiento de las centrales de generación de propiedad de la Nación, cuya titularidad se encuentra en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, con el fin de que se utilicen los mecanismos regulatorios y de subsidios explícitos para hacer auto sostenible tales actividades.

1.6 Conclusión de la necesidad

Es así como se identifican, entre otras, las siguientes necesidades en relación con el régimen general de subsidios de las ZNI que actúan en libre competencia:

- a. La necesidad de unificar el régimen de reconocimiento de subsidios en el sector, pues las múltiples modificaciones de las resoluciones, más la antigüedad de algunos actos administrativos que tienen más de 10 años de expedidos, hacen difícil su interpretación por parte de los agentes interesados.



Se observa del recuento de las disposiciones, que varios actos administrativos reemplazan parcialmente el contenido de otros, pero no los derogan, todos ellos expedidos a lo largo de más de una década.

De este modo es difícil para los operadores jurídicos identificar la norma que se encuentra vigente, y también se presenta el caso de normas inoperantes con plena vigencia.

Se propone unificar las normas en un solo cuerpo normativo para facilitar la consulta y aplicación.

- b. La resolución 182138 de 2007 que aplica en la actualidad, en cuanto a su ámbito de aplicación enuncia que en su artículo 1 que *“aplica para las Zonas No Interconectadas con excepción del territorio de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, zona para la cual se expedirá una reglamentación especial”*, por lo que se identifica la necesidad de especificar en el nuevo ámbito de aplicación, que este NO comprende a las áreas de Servicio Exclusivo – ASE, que en la actualidad incluyen la de San Andrés, Providencia y Santa Catalina y también la de Amazonas.
- c. La resolución actual, como se resaltó, fue expedida en un momento en que casi la totalidad de las ZNI tenían una tecnología de generación con base en diésel, por lo que su enfoque y redacción se refiere casi que exclusivamente a esa tecnología, dejando sendas dudas acerca de su aplicabilidad para otras tecnologías de generación. Es así como se identifica la necesidad de precisar en el ámbito de aplicación de la nueva resolución, su aplicabilidad a otras tecnologías de generación se define cuáles serían estas, y se recalca en la necesidad de que dichas tecnologías cuenten con una tarifa o cargos aprobados por la CREG para que sea posible el cálculo de un subsidio.
- d. Se identifica como una barrera para aplicación de los subsidios por parte de los actores interesados, la necesidad de indexación de las tarifas de referencia para el cálculo, pues de acuerdo con el artículo 2 de la Resolución 182138 de 2007 se deben tomar como referencia tarifas vigentes en vigencias anteriores. La necesidad de indexación introduce dificultades adicionales en el proceso de cálculo que se pueden prestar para errores, por lo que se propone utilizar las tarifas publicadas por las empresas del SIN más cercano para el mes de cálculo.
- e. En el mismo artículo 2 de la Resolución 182138 de 2007 se identifica la tarifa de referencia del SIN para calcular el monto del subsidio, sin embargo, no se enuncian las variables para individualizar esta tarifa o no están determinadas a un nivel de especificidad deseado, de forma que sea inequívoca la tarifa de referencia. Es así como se identifica la necesidad de mejorar la especificación de las variables necesarias para identificar la tarifa de referencia para el cálculo del subsidio.
- f. En cuanto a la prestación del servicio en localidades menores, es decir aquellas que cuentan con menos de 300 usuarios subsidiables, en la actualidad la cantidad de servicio subsidiable expresado en kWh al mes por usuario se encuentra especificada en el artículo 6 de la resolución 182138 de 2007. Esta limitación al consumo subsidiable en la práctica ha operado como una limitación a la prestación del servicio pues, los prestadores no están dispuestos a prestar más horas por encima de los límites enunciados, ya que no cuentan con el aporte de los subsidios para lograr la sostenibilidad financiera de su actividad.

Es así como se identifica la necesidad de nivelar la cantidad de horas de servicio subsidiables al mes por usuario para estas localidades, de acuerdo con lo especificado en las resoluciones de las Áreas de Servicio Exclusivo - ASE, para garantizar la igualdad entre los usuarios.

Aunque esta homologación del nivel de servicio implica el aumento del consumo subsidiable, teniendo en cuenta que la mayoría de las localidades generan con combustibles fósiles se brinda un incentivo



muy limitado a la expansión del servicio con esas tecnologías, centrándose el grueso de los incentivos en el aumento de la capacidad de generación con FNCE.

El incentivo para la instalación de sistemas basados exclusivamente en FNCE o que combinen estas fuentes con la generación diésel, consiste en que, si de acuerdo con los las tarifas o cargos aprobados por la CREG se evidencia que la proporción de FNCE es superior al 30% de la capacidad instalada de generación, estas localidades menores pueden aspirar a recibir subsidios para prestar el servicio por encima de la política general de horas de prestación del servicio para ese tipo de localidades, pudiendo prestar incluso hasta 24 horas.

- g. En cuanto al reporte, liquidación, validación y giro de subsidios, la regulación actual no contiene referencias a las actividades o procesos que deben llevarse a cabo por los prestadores, ni por el Ministerio, más allá de lo enunciado en el artículo 10 de la Resolución 182138 que reitera lo contenido en el artículo 99.10 de la Ley 142 de 1994, en el sentido de que los prestadores del servicio para el desembolso de los subsidios, deben haber reportado su información al Sistema único de Información de los servicios públicos - SUI, administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD.

Es así como se identifica la necesidad de adecuar todo el proceso de reporte, liquidación, validación y giro de subsidios a lo enunciado en la Sección 6 del Decreto único Reglamentario del Sector Decreto 1073 de 2015, en especial al artículo 2.2.3.2.6.1.4. con el objeto de brindar mayor seguridad jurídica y predictibilidad sobre las formas necesarias para cumplir con estos procesos.

- h. En cuanto a los giros parciales de subsidios para cubrir los consumos de electrocombustible requerido para la generación de energía eléctrica en las ZNI, de forma que se garantice la prestación del servicio, este procedimiento se especifica en la actualidad en la Circular No. 4020 de 2018 del Viceministro de Energía.

Al respecto se identifican posibilidades de mejora en cuanto a la alineación de este procedimiento con respecto a la norma general de giros parciales de subsidios con cargo al FSSRI, contenida en el artículo 2.2.3.2.6.1 del Decreto 1073 de 2015, y en incorporar este procedimiento a un instrumento normativo como lo es una resolución.

- i. En cuanto a la remuneración adicional para la actividad de generación en las ZNI, para centrales de generación de la Nación y con cargo a los subsidios, se identifica que la Resolución 181891 de 2008 modificada por las resoluciones 180660 de 2009, y 91873 de 2012, contempla diferentes casos para los cuales aplica esta modalidad. Estos casos incluyen las pérdidas de distribución, el de contratistas que sigan operando las centrales desde antes de su transferencia al MME por parte del IPSE, y la de contratistas con mayoría accionaria pública.

En ese sentido, se identifica primariamente la necesidad de simplificar las normas que regulan esta modalidad pues se encuentran dispersas en múltiples cuerpos normativos.

Además, se considera relevante ajustar la definición de los casos para los cuales aplica esta modalidad de remuneración adicional, de forma que esta continúe operando sólo respecto de los casos existentes en la actualidad, a saber, los contratos especiales vigentes.

- j. Para las empresas con mayoría accionaria de la Nación, que operen las centrales de generación de la Nación en virtud de contratos especiales de la Ley 142 de 1994, la normativa actual no contiene



mayores reglas con respecto a la forma en que estas empresas deben reportar la información de costos, ni sobre las condiciones que deben cumplir estos costos para ser evaluados por el Ministerio, y poder ser remunerados por subsidios.

Es así como en el proyecto de resolución se precisa el ámbito de aplicación de la modalidad de remuneración adicional para la actividad de generación, y además se incluyen los criterios que deben cumplir los costos para poder ser remunerados.

De acuerdo con lo anterior, con el fin de contar con un instrumento consolidado de política pública respecto del otorgamiento de subsidios a prestadores del servicio que operan en las ZNI en libre competencia, el Ministerio de Minas y Energía ha decidido unificar y actualizar el esquema de subsidios en la ZNI por medio del presente proyecto de resolución.

2. AMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

NORMATIVA DE SUBSIDIOS ACTUAL EN LAS ZNI Y PROPUESTAS DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN

2.1 Ámbito de aplicación

La Resolución MME 182138 de 2007 enuncia su ámbito de aplicación que “*Aplica para las Zonas No Interconectadas con excepción del territorio de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, zona para la cual se expedirá una reglamentación especial*”. Esto generó dudas entre los operadores sobre su aplicabilidad, entre otros, a diferentes regímenes de contratación y/o prestación del servicio, y, sobre todo, a diferentes tecnologías de generación.

Sobre regímenes de contratación o de prestación del servicio, se aclara que la resolución aplica para las ZNI con excepción de las Áreas de Servicio Exclusivo, que en estos momentos incluyen no solo la de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, sino que también la de Amazonas.

Sobre las tecnologías de generación, especialmente la tabla del artículo 6 de la Resolución 182138 de 2007 sobre factor de capacidad y horas de servicio dio a entender al MME y a los demás reguladores que aplicaría sólo para tecnologías diésel, o combustibles fósiles, pero la aparición de nuevas tecnologías de generación en los 13 años de vigencia de la resolución y de nuevos actores han puesto a prueba esa interpretación.

En ese sentido, para actualizar la regulación y superar el debate sobre las fuentes de generación se indica explícitamente en el ámbito de aplicación que abarca tecnología de generación centralizada, con cargos aprobados por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, y que estos cargos deben expresarse en kWh.

2.2. Consumo subsidiable

Cabeceras municipales y localidades de más de 300 usuarios subsidiables

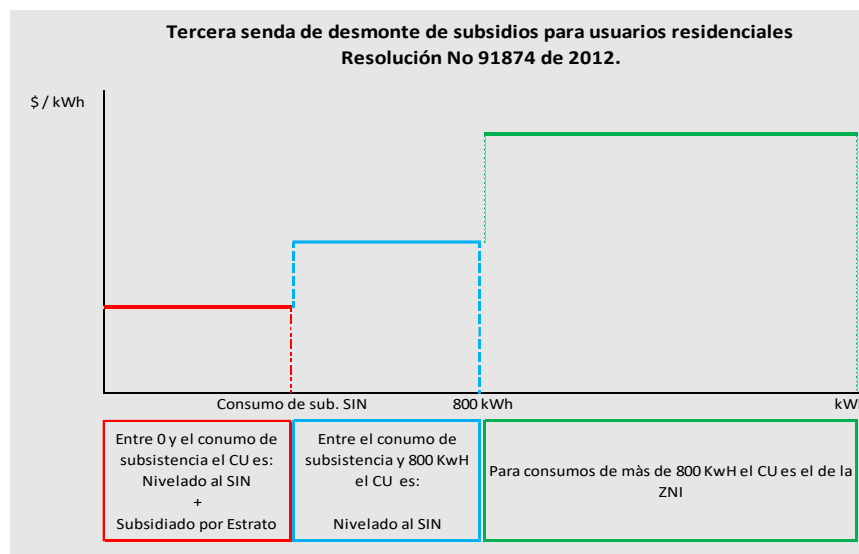
Se identifica que la especificación de un tope al consumo total subsidiable en las cabeceras municipales y localidades con más de 300 usuarios subsidiables (Artículo 5 R. 182138/2007), con base en el promedio de energía del año inmediatamente anterior de los usuarios del estrato 1 del mercado de comercialización incumbente del SIN más cercano, no es un criterio claro, es de difícil interpretación de los agentes, y se



requiere de el acopio de mucha información para poder desarrollarlo. Por lo anterior, se propone su eliminación.

En cuando a la determinación del consumo subsidiable para cabeceras municipales y localidades de más de 300 usuarios subsidiables, se da continuidad a una fórmula de energía subsidiable por suscriptor, de acuerdo con una tarifa en 3 tramos introducida por la tercera senda de desmonte de subsidios para usuarios residenciales, de acuerdo con la Resolución MME 91874 de 2012, que actualmente se encuentra vigente:

- a. El primer trato corresponde a los consumos entre cero y el Consumo Básico o de Subsistencia determinado por la UPME, o el que eventualmente determine de forma especial para las ZNI. Para estos niveles de consumo, la tarifa es igual a la que tiene un usuario del mismo estrato y condiciones de conexión del SIN más cercano, y a su vez el subsidio corresponde a la diferencia entre esta tarifa y el costo unitario de prestación del servicio en la ZNI.
- b. El segundo tramo corresponde a los consumos superiores al Consumo Básico o de Subsistencia determinado por la UPME y el Consumo Limite Subsidiable de 800 kWh especificado en la resolución. Para estos niveles de consumo la tarifa es igual al costo de suministro o de prestación del servicio en el SIN más cercano, y a su vez el subsidio corresponde a la diferencia entre el costo unitario de prestación del servicio en la ZNI y el costo de suministro o de prestación del servicio en el SIN más cercano.
- c. El tercer tramo corresponde a los consumos superiores al Consumo Limite Subsidiable de 800 kWh especificado en la resolución. Para esos niveles de consumo la tarifa es igual al costo unitario de prestación del servicio en la ZNI, por lo que no hay subsidio.



Localidades de menos de 300 usuarios subsidiables

Para las localidades de menos de 300 usuarios subsidiables la resolución 182138 de 2007 introdujo una tabla que especifica un consumo máximo subsidiable al mes por usuario.



Como se dijo antes, la cantidad de servicio subsidiable expresado en kWh al mes por usuario, en la práctica ha operado como una limitación a la prestación del servicio pues, los prestadores no están dispuestos a prestar más horas por encima de los límites enunciados, ya que no cuentan con el aporte de los subsidios para lograr la sostenibilidad financiera de su actividad.

Por lo tanto, el proyecto de resolución propone nivelar la cantidad de horas de servicio subsidiables al mes por usuario para este tipo de localidades, de acuerdo con lo especificado en las resoluciones de las Áreas de Servicio Exclusivo - ASE, en aras de para garantizar la igualdad entre los usuarios.

Aunque esta homologación del nivel de servicio implica el aumento del consumo subsidiable, teniendo en cuenta que la mayoría de las localidades generan con combustibles fósiles se brinda un incentivo muy limitado a la expansión del servicio con esas tecnologías, centrándose el grueso de los incentivos en el aumento de la capacidad de generación con FNCE.

El incentivo para la instalación de sistemas basados exclusivamente en FNCE o que combinen estas fuentes con la generación diésel, consiste en que, si de acuerdo con los las tarifas o cargos aprobados por la CREG se evidencia que la proporción de FNCE es superior al 30% de la capacidad instalada de generación, estas localidades menores pueden aspirar a recibir subsidios para prestar el servicio por encima de la política general de horas de prestación del servicio para ese tipo de localidades, pudiendo prestar incluso hasta 24 horas.

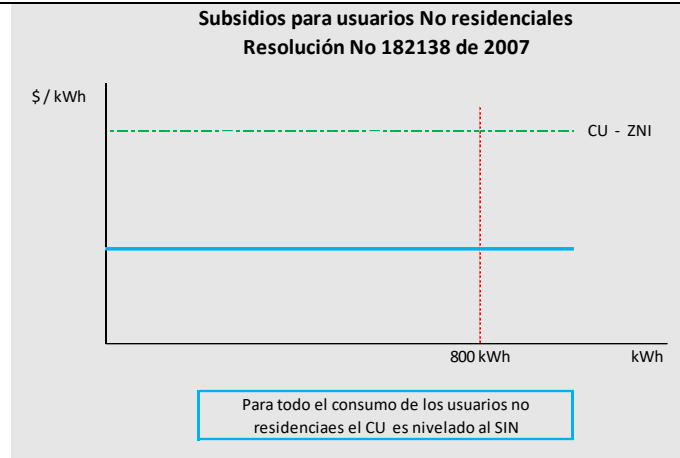
Usuarios no residenciales

La Resolución 182138 de 2007 no contiene una categorización de los usuarios entre residenciales y no residenciales, solamente en su art. 3 indica que la UPME deberá determinar en un plazo de 6 meses un consumo básico diferenciado para la ZNI para los usuarios residenciales y no residenciales.

El párrafo segundo de este artículo al respecto dice que *“partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución y hasta que se determinen los consumo básicos para los usuarios no residenciales, la asignación de subsidios para la totalidad de la energía consumida será igual a la diferencia existente entre el costo unitario de prestación del servicio determinado por la CREG y la tarifa facturada a los usuarios respectivos a julio de 2007, indexada con el IPC para el mes inmediatamente anterior al de la facturación”*

Es así como, en aplicación de la norma antes trascrita, para los usuarios no residenciales en general, la tarifa que se viene aplicando corresponde al costo de suministro o de prestación del servicio del SIN más cercano para cualquier nivel de consumo, y el subsidio corresponde entonces a la diferencia entre el costo unitario de prestación del servicio en la ZNI y el costo de suministro o de prestación del servicio en el SIN más cercano.

Teniendo en cuenta lo anterior, y las amplias consecuencias que cualquier modificación del subsidio puede tener sobre las oportunidades de desarrollo económico de estas regiones del país, el proyecto de resolución propone dar continuidad al modelo financiero que se encuentra vigente, introduciendo solamente una modificación que se refiere a la identificación de algunos usuarios oficiales.



El proyecto de resolución propone introducir una categoría explícita usuarios oficiales no subsidiables, como aquellas entidades estatales que figuren en el decreto por el cual se liquida el Presupuesto General de La Nación para la respectiva vigencia.

Esta modificación se propone de acuerdo con el mandato legal de reconocer subsidios de acuerdo con la capacidad de pago de los usuarios, excluyéndose entonces a los usuarios oficiales cuyos presupuestos dependen del presupuesto general de La Nación, por contar con la debida capacidad de pago, y también atendiendo a las directrices de la política pública contenidas en el Documento CONPES 3453 de 11 de diciembre de 2006 sobre esquemas de Gestión para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en las ZNI, el cual recomendó solicitar al Ministerio de Minas y Energía el diseño e implementación de un esquema de subsidios y contribuciones que, entre otros, permita hacer explícitos los subsidios implícitos asumidos por las entidades públicas.

Es así como estos usuarios, a partir de la vigencia del proyecto normativo tendrán una tarifa equivalente al costo unitario de prestación del servicio en la ZNI para cualquier nivel de consumo.

Por su parte, para el resto de los usuarios oficiales cuyos presupuestos no dependen del PGN, y los demás usuarios no residenciales, seguirán manteniendo el mismo cubrimiento de subsidios que en la actualidad, con el ajuste de eliminar la referencia a tarifas históricas del SIN más cercano, y por ende las necesidades de indexación.

2.3 Remuneración adicional para la actividad de generación en las ZNI, para centrales de generación de la Nación

La Resolución No. 18 1891 de 2008 creó un procedimiento transitorio para otorgar subsidios del sector eléctrico en las zonas no interconectadas, adicionales a los previstos en el régimen general de la Resolución 182138 de 2007.

De acuerdo con el acto administrativo, su motivación fue la necesidad de una remuneración adicional a la actividad de generación en la ZNI, pues la tarifa general regulada en la Resolución CREG 091 de 2007 era insuficiente para: **i)** remunerar las pérdidas que se presentaban en estas localidades; y **ii)** remunerar los costos reales de las centrales de generación propiedad de La Nación, adicionales a los costos “eficientes” reconocidos por la regulación CREG.

Posteriormente, mediante la Resolución 180660 de 2009 se instó a los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica que desarrollan la actividad de generación en la ZNI a que presentaran



solicitud de revisión tarifaria a la CREG para que les reconozcan costos por encima del cargo máximo regulado, y limitó la continuidad de la remuneración adicional, a quienes, dentro de los 2 meses siguientes a la expedición de la Resolución, haya presentado solicitud de revisión tarifaria.

Después, la Resolución 91873 de 2012 incluyó un tercer caso para el cual aplica esta remuneración adicional: **iii)** centrales de generación de las cabeceras municipales que sean operadas por empresas de servicios públicos que tengan participación accionaria mayoritaria de la Nación. También resolvió la obligación del comercializador minorista de sustentar ante el MME el faltante de subsidios, y se incluyó una limitación al reconocimiento de perdidas por encima del indicador móvil de los últimos 6 meses.

Como se observa, se considera relevante ajustar la definición de los casos para los cuales aplica esta modalidad de remuneración adicional, de forma que esta continúe operando sólo respecto de los casos existentes en la actualidad, a saber, los contratos especiales vigentes.

Además, la normativa propone incluir algunas reglas con respecto a la forma en que estas empresas deben reportar la información de costos, sobre las condiciones que deben cumplir estos costos para ser evaluados por el Ministerio, y además se incluyen los criterios que deben cumplir los costos para poder ser remunerados.

2.4. Incentivo a la eficiencia energética, y a la sustitución de generación diésel.

Como se mencionó antes, para las localidades menores, es decir aquellas que cuentan con menos de 300 usuarios subsidiables, en la actualidad la cantidad de servicio subsidiable expresado en kWh al mes por usuario se encuentra especificada en el artículo 6 de la resolución 182138 de 2007, y el proyecto de resolución propone nivelar la cantidad de horas de servicio subsidiables al mes por usuario para estas localidades, de acuerdo con lo especificado en las resoluciones de las Áreas de Servicio Exclusivo - ASE, para garantizar la igualdad entre los usuarios.

Sin embargo, esta normativa propone otorgar el mayor incentivo para la instalación de sistemas basados exclusivamente en FNCE o que combinen estas fuentes con la generación diésel.

Este incentivo consiste en que, si de acuerdo con las tarifas o cargos aprobados por la CREG se evidencia que la proporción de FNCE es superior al 30% de la capacidad instalada de generación, estas localidades menores pueden aspirar a recibir subsidios para prestar el servicio por encima de la política general de horas de prestación del servicio para ese tipo de localidades con generación diésel, pudiendo prestar incluso hasta 24 horas.

Estos incentivos se incluyen en el proyecto de resolución además, porque para el caso de las ZNI, en las que las soluciones convencionales para la provisión de energía eléctrica se basan principalmente en el uso de grupos electrógenos diésel, las FNCE, representan soluciones costo efectivas que resultan competitivas frente a las tecnologías convencionales, dados los altos costos asociados principalmente con el transporte y consumo del diésel, además de las exclusiones o exenciones tributarias de que goza ese combustible.

Contribución prevista y nacionalmente determinada (indc) de Colombia

En la siguiente tabla se presentan las emisiones para los diferentes sectores para el año base 2010 y los años 2025, 2030 y 2050, así como las tasas de crecimiento para los periodos 2010 - 2025, 2010 - 2030 y 2010 - 2050.



Tabla 2. Emisiones sectoriales para 2010, 2025, 2030 y 2050.

Sector		Emisiones (Mton CO _{2eq})				Tasas de crecimiento (%)			
		2010	2025	2030	2050	2010 - 2025	2010 - 2030	2030 - 2050	2010 - 2050
Energía	Generación eléctrica (SIN + ZNI)	10.42	13.42	18.27	32.70	1.70	2.84	2.95	2.90
	Refinería	4.11	8.16	8.16	8.16	4.68	3.49	0.00	1.73
	Coquerías	1.17	1.77	1.98	2.48	2.82	2.69	1.12	1.90
	Otras industrias de la energía	3.94	6.36	6.28	3.41	3.24	2.36	-3.01	-0.36
	Demanda - Industria	10.92	21.12	23.02	32.71	4.49	3.80	1.77	2.78
	Demanda - Transporte	22.66	40.61	48.62	97.00	3.97	3.89	3.51	3.70
	Demanda - Otros sectores	8.23	18.19	20.85	30.83	5.43	4.76	1.98	3.36
	Fugitivas	9.76	20.06	19.72	13.38	4.92	3.58	1.92	0.79
Procesos industriales	Procesos industriales	8.69	16.81	18.32	26.03	4.49	3.80	1.77	2.78
AFOLU	Agropecuario	42.68	47.06	49.77	63.64	0.65	0.77	1.24	1.00
	FOLU	87.66	94.35	94.35	94.35	0.49	0.37	0.00	0.18
Residuos	Residuos	13.73	21.44	23.39	33.98	3.02	2.70	1.88	2.29
Total	Total	223.97	309.33	332.73	438.68	2.18	2.00	1.39	1.69

La tasa de crecimiento anual promedio de las emisiones para el periodo 2030 - 2050 resultante de la estimación sectorial agregada es del 1.39%, con lo que esta tasa sería de 1.69% para el periodo 2010 a 2050.

Aunque la matriz de generación del país es bastante limpia (70% hidroelectricidad), el escenario de mitigación considera penetración de energías renovables, simulando una matriz aún más limpia. A medida que se incrementa la capacidad instalada con FNCER se contribuye a la reducción del factor de emisiones que se encuentra alrededor de 164,38 gr/kWh. En las ZNI se puede estimar preliminarmente dicho factor teniendo en cuenta que en promedio se requieren 0,084 galones de Diésel para generar 1 kWh de energía (Promedio de los factores definidos en la CREG 091 de 2007 para el CEC). A la vez, un galón de Diésel utilizado emite alrededor de 10.180 gr de CO₂. De esta manera el factor de emisiones estimado para la ZNI está dado por:

$$F_{e_{ZNI}} = 0,084 \times 10.180 = 855 \frac{gr}{kWh}$$

De acuerdo a lo anterior, el factor de emisiones de las ZNI es mas de 5 veces mayor al factor de emisiones del SIN. El uso de combustibles líquidos como el Diésel en las ZNI es la causa de tal situación de emisiones unitarias muy superiores, lo que es una señal clara de la necesidad de implementar esquemas de sustitución del Diésel o su complementariedad mediante sistemas híbridos utilizando fuentes de energía renovable o de menores emisiones.

Potencial FNCE en las ZNI

Las ZNI son un nicho de oportunidad directo para el despliegue de las tecnologías de FNCE anteriormente referidas, y representan una prioridad del Gobierno Nacional para su implementación, teniendo en cuenta, ante todo, la disponibilidad de recursos como el solar, el hídrico, el biomásico o el eólico dependiendo de la zona específica a ser atendida.

El IPSE a través del Centro Nacional de Monitoreo – CNM, con el fin de identificar las principales fuentes energéticas alternativas disponibles en las ZNI, y así contribuir a la definición de modelos adecuados para la estructuración de proyectos energéticos con fuentes no convencionales, instaló estaciones de Potenciales Energéticos que aportan mediciones reales de información sobre posibilidades de generación



de energía solar y eólica en las siguientes localidades de las ZNI:

Estaciones de Potencial Energético Operativas			Estaciones de Potencial Energético con información histórica		
DPTO	MUNICIPIO	MEDICIÓN	DPTO	MUNICIPIO	MEDICIÓN
La Guajira	1. Nazareth	Solar - Eólico	La Guajira	1. Puerto Estrella	Solar - Eólico
Chocó	2. Unguía	Solar - Eólico	Bolívar	2. Isla Fuerte	Solar
	3. Nuquí	Solar - Eólico		3. Isla Múcura	Solar - Eólico
	4. Bellavista	Solar - Eólico	Chocó	4. Titumate	Solar
	5. Docordó	Solar - Eólico		5. Acandí	Solar - Eólico
Nariño	6. Amarales	Solar - Eólico	Vichada	6. Cumaribo	Solar
Putumayo	7. Pto Leguizamo	Solar - Eólico	Guaviare	7. Miraflores	Solar
Vichada	8. Pto. Carreño	Solar - Eólico	Amazonas	8. La Chorrera	Solar
	9. Casuarito	Solar - Eólico			
Vaupés	10. Mitú	Solar - Eólico			
	11. Caruru	Solar - Eólico			
	12. Taraira	Solar - Eólico			

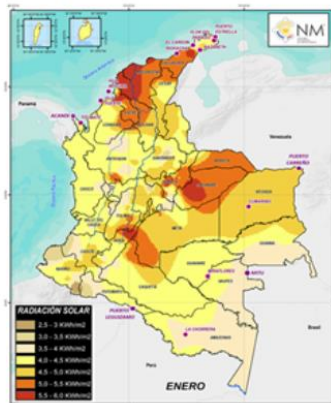
Ilustración 3 - Potencial FNCER de algunas localidades

Producto de la medición de estos parámetros se evidencia que más de 800 Localidades de las ZNI presentan valores de radiación solar promedio entre 4,0 a 5,5 kWh/m2-día, que corresponden al 48% de las localidades de las ZNI, evidenciándose un gran potencial para el crecimiento con esa fuente de generación.

Las localidades con mayores valores de radiación solar están ubicadas hacia los departamentos: Antioquia, Bolívar, Caquetá, Casanare, Cauca, Chocó, Guainía, La Guajira, Guaviare, Magdalena, Meta, Nariño, Valle del Cauca, San Andrés y Providencia y Vichada.

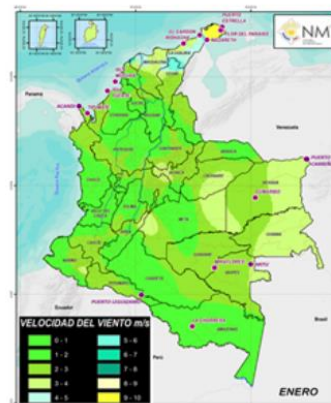
Potenciales Energéticos en las ZNI

Mapa Radiación Solar



Fuente: IDEAM -IPSE

Mapa Velocidad de viento



Fuente: IDEAM -IPSE

Ilustración 4 - Mapas de portencial FNCER

Asimismo, se evidencia un potencial bajo comparativamente con otras regiones para el desarrollo de generación eólica en las ZNI de acuerdo con el mapa de velocidad del viento.

Partiendo del hecho de que la tecnología actualmente mayoritariamente desarrollada es la Solar y que su potencial en las ZNI es alto, es posible su implementación masiva, donde tomando como promedio una radiación solar promedio de 4,5 kWh/m2-día el potencial de generación de un panel solar de 350 W es



aproximadamente:

$$E_{350W} = 0,350 \times 4,5 \times 0,8 = 1,26 \frac{kWh}{\text{día - panel}} = 37,8 \frac{kWh}{\text{mes - panel}}$$

*Se estima el aporte del panel teniendo en cuenta la eficiencia de los SSFV la cuál puede estar alrededor del 80%-90% debido a los equipos requeridos tales como inversores y controladores, además de otras disposiciones constructivas como la orientación.

Es así como energéticamente es viable la implementación de estas FNCE donde de acuerdo con consumo del usuario se puede sustituir o complementar su servicio con solamente utilizando 1 o 2 paneles.

Con respecto al potencial eólico deberá analizarse cada localidad de manera particular, de la misma manera con otras FNCE tales como PCH, Geotermia, Biomasa, Gas, etc.

Teniendo en cuenta lo anterior, si se toman como referencia la energía y horas de prestación del servicio definidas en la Resolución 182138 de 2007 según el tipo de localidad menor, es posible realizar la estimación de la capacidad instalada requerida, por cada usuario, de forma que se pueda prestar el servicio de energía las 24 horas del día:

Cálculos por usuario HSP=4,5 Eficiencia SSFV=90%			
Tipo de localidad	Consumo promedio [kWh/mes]	Diferencia 24 horas [kWh]	Potencia necesaria [W]
24 horas	154,7	0,0	-
8 horas	71,2	- 83,5	687
5 horas	44,9	- 109,8	904
4 horas	33,6	- 121,1	997

Los resultados arrojan que en promedio se requieren alrededor de 863 W/Usuario de capacidad instalada en SSFV para poder prestar 24 horas de servicio.

Realizando el mismo análisis comparativo con la capacidad instalada actual en cada localidad, de acuerdo con su tipo, se obtienen los siguientes resultados:

Cálculos por localidad HSP=4,5 Eficiencia SSFV=90%				
Tipo	Usuarios promedio	Capacidad Diésel Promedio [kW]	Potencia necesaria promedio [kW]	Factor de escala
24 horas	1132	1297	-	100%
8 horas	188	144	116	181%
5 horas	75	54	61	213%
4 horas	32	30	29	196%

Estos ejercicios permiten concluir que, en promedio, una localidad que desee instalar FNCE mediante SSFV para lograr prestar las 24 horas de servicio, requiere instalar aproximadamente el 97% de su capacidad actual en Diésel, en SSFV.



Es decir que en general, una localidad necesitaría instalar SSFV por casi la misma potencia del sistema Diésel actual con el que cuenta, para que en conjunto, el sistema híbrido pueda entregar energía las 24 horas del día a sus usuarios.

De acuerdo con lo anterior, con el fin de proporcionar al usuario final una mejora en la calidad del servicio apreciable, incentivar la expansión con FNCE en las ZNI, y de minimizar el tiempo de funcionamiento de los equipos diésel, el proyecto de resolución propone que el aumento en la capacidad instalada en FNCE por lo menos del 30% para que estas localidades menores puedan aspirar a recibir subsidios para prestar el servicio por encima de la política general de horas de prestación del servicio para ese tipo de localidades con generación diésel, pudiendo prestar incluso hasta 24 horas.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

El numeral 10 del artículo 99 de la Ley 142 de 1994, adicionado por el artículo 2 de la Ley 1117 de 2006, señaló que los subsidios del sector eléctrico para las Zonas No Interconectadas - ZNI se otorgarán a los usuarios en las condiciones y porcentajes que defina el Ministerio de Minas y Energía.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

El numeral 10 del artículo 99 de la Ley 142 de 1994, adicionado por el artículo 2 de la Ley 1117 de 2006 se encuentra vigente.

3.3. Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

El presente proyecto de Resolución deroga las Resoluciones 182138 de 2007, 180648 de 2008, 181891 de 2008, 180660 de 2009, 91874 de 2012 y 91873 de 2012. Igualmente, deja sin efecto la Circular 4020 de 2018.

3.4 Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción)

A la fecha, no se conocen sentencias judiciales expedidas con relación a la expedición de la presente resolución.

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

No se evidencia ninguna circunstancia jurídica adicional que pueda ser relevante en la expedición del decreto.

4. IMPACTO ECONÓMICO

Se realiza análisis de impacto económico usando la información de la Superintendencia de servicios públicos SUI para el año 2020.

De acuerdo con esta información, para el año 2020 las localidades menores (tipo A, B y C) reportadas en el SUI correspondieron al siguiente número de localidades, con las siguientes sumas facturadas, subsidios facturados y consumos agregados:



Clase	Localidades	Suma facturación	Suma Subsidios	Suma Pago Usuario	Suma Consumo kWh
A [0-50]	560	\$ 10.476.658.451	\$ 8.707.637.395	\$ 1.769.021.056	6.541.972,2
B [51-150]	878	\$ 49.122.632.171	\$ 40.704.996.048	\$ 8.417.636.123	32.385.743,2
C [151-300]	204	\$ 39.269.620.125	\$ 31.549.475.028	\$ 7.720.145.097	27.067.323,5
D [>300]	37	\$ 94.601.104.750	\$ 57.311.394.446	\$ 37.289.710.304	85.911.500,2
Total general	1.679	\$ 193.470.015.497	\$ 138.273.502.917	\$ 55.196.512.580	151.906.539,1

Teniendo en cuenta esta información base, se calcula el incremento esperado en el monto total de subsidios de las localidades menores (tipo A, B y C), asumiendo que todas las localidades aumentan la prestación del servicio en dos (2) horas, para todos sus usuarios, de acuerdo con la nueva tabla de política de horas de prestación del servicio en localidades menores con generación diésel, contenida en el artículo 7 del proyecto de resolución:

Horas de prestación actual	Horas de prestación esperadas	Subsidio Esperado	Incremento Subsidio	Consumo Esperado	Incremento Consumo	% Incremento
4	6	\$ 13.061.456.092	\$ 4.353.818.697	9.812.958,3	3.270.986,1	50%
5	8	\$ 65.127.993.676	\$ 24.422.997.629	51.817.189,1	19.431.445,9	60%
8	10	\$ 39.436.843.785	\$ 7.887.368.757	33.834.154,4	6.766.830,9	25%
		\$ 57.311.394.446	-	85.911.500,2	-	0%
		\$ 174.937.688.000	\$ 36.664.185.083	181.375.802,0	29.469.262,9	

Teniendo en cuenta los anteriores análisis, el Impacto económico máximo para las localidades clasificadas como menores es de \$ 36.664.185.083 al año en precios del año 2020.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

El Gobierno Nacional mediante las Leyes 142 de 1994 y 286 de 1996, creó el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - FSSRI como un fondo cuenta para administrar y distribuir los recursos asignados del Presupuesto Nacional y del mismo fondo, destinados a cubrir los subsidios del servicio público domiciliario de energía eléctrica a los usuarios de menores ingresos. El ámbito de administración del FSSRI abarca también a los usuarios ubicados en las Zonas No Interconectadas - ZNI, a los cuales se les reconoce subsidios bajo el esquema establecido en la Ley 1117 de 2006 y la Resolución 182138 de 2007.

En virtud de lo anterior, el MME seguirá aplicando la metodología para el reconocimiento y pago de subsidios que ha venido aplicando de acuerdo con la normatividad existente y con cargo a la disponibilidad presupuestal asignada para cada vigencia por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público -MHCP.

Sin embargo, para expedir el presente proyecto de resolución, el Ministerio de Minas y Energía no debe emitir ningún certificado de disponibilidad presupuestal.



6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN

El factor de emisiones para el Sistema Interconectado Nacional es de $164 \frac{gr}{kWh}$, no obstante, este mismo factor para las ZNI es de alrededor de $855 \frac{gr}{kWh}$ lo que ocurre debido al uso del Diésel como combustible principal.

Tabla 1. Factores de emisión de carbono y CO₂ por combustible (kg/GJ)

Combustible	Estado	Factor de emisión (kg C/GJ) ^a	Factor de emisión (kg CO ₂ /GJ) ^b
Carbón	Sólido	26.8	94.53
Crudo	Líquido	20	73.28
Diesel	Líquidos	20.2	74.01
Gasolina		18.9	69.25
Kerosene		19.5	71.45
Gas propano GLP	Gas	17.2	63.02
Natural gas		15.3	56.06

a. Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual
IPCC. Bracknell, U.K.

b. Calculado a partir de la ecuación estequiométrica: $C + O_2 \rightarrow CO_2$

De implementarse otras alternativas al Diésel como por ejemplo energía solar, dicho factor se vería inmediatamente reducido. En un caso hipotético de implementación FNCE cero emisiones del 30% en ZNI, en esa misma proporción se vería reducido el factor de emisiones. Por otro lado, de implementar en el 30% tecnologías FNCE como el Gas, se reduciría dicho factor al menos un 8%. Es así como esta Resolución corresponde a una política clara para la reducción del consumo de combustibles fósiles, al brindar incentivos para la utilización de las FNCE.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO (Si cuenta con ellos)

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria <i>(Firmada por el servidor público competente –entidad originadora)</i>	(Marque con una x)
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo <i>(Cuando se trate de un proyecto de reglamento técnico o de procedimientos de evaluación de conformidad)</i>	(Marque con una x)
Informe de observaciones y respuestas	(Marque con una x)



El futuro
es de todos

Gobierno
de Colombia

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA

<i>(Análisis del informe con la evaluación de las observaciones de los ciudadanos y grupos de interés sobre el proyecto normativo)</i>	
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio <i>(Cuando los proyectos normativos tengan incidencia en la libre competencia de los mercados)</i>	<i>(Marque con una x)</i>
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública <i>(Cuando el proyecto normativo adopte o modifique un trámite)</i>	<i>(Marque con una x)</i>
Otro <i>(Cualquier otro aspecto que la entidad originadora de la norma considere relevante o de importancia)</i>	<i>(Marque con una x)</i>

Aprobó:

LUIS JULIAN ZULUAGA LOPEZ

Director de Energía Eléctrica

LUCAS ARBOLEDA HENAO

Jefe de la Oficina Asesora Jurídica

Elaboró: Rodrigo Prieto Lara / Camilo Andrés Avella / Jhon Fabio Zúñiga
Vanessa García Buitrago

Revisó: Lina Marcela Vega / Agustín Gutiérrez Soto

Aprobaron: Luis Julián Zuluaga López – Lucas Arboleda