

10-11-2016

Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica

PIEC 2016-2020

Grupo de Cobertura; Olga Estella Ramirez Yaima
SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA -UPME

Introducción	4
I. Estrategias e instrumentos orientados a la expansión de cobertura	6
1.1. Lineamientos de Política Pública orientados a la Cobertura	7
1.2. Fortalecimiento de la planeación de la Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica....	13
1.3. Planes y esquemas para lograr la universalización	14
1.4 Fondos de apoyo financiero para proyectos de electrificación rural	19
II. Seguimiento a la planeación indicativa.....	24
III. PIEC 2016-2020	26
3.1 Índice de Cobertura de Energía Eléctrica – ICEE	26
3.2 Metodología General del PIEC	29
3.3 Resultados	39
IV. Lineamientos de Política	43
3.1 Consumo de subsistencia.....	43
3.2 Demanda no residencial.....	44
3.3 Consulta previa	44
3.4 Eficiencia energética	44
3.7 Instalaciones internas y medición.....	46
3.8 Redes de Nivel 1.....	47
3.9 Coordinación intersectorial e interinstitucional	47
Anexos.....	48

Lista de SIGLAS

ADD.	Área de Distribución.
AOM.	Administración, Operación y Mantenimiento.
ASE.	Área de Servicio Especial.
ASN.M.	Altura sobre el nivel del mar.
Año Base:	año inmediatamente anterior al año inicial del Plan.
BT.	Baja Tensión.
CREG.	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CU.	Costo Unitario de prestación del servicio.
CM.	Cabecera Municipal
CNM.	Centro Nacional de Monitoreo
CONPES.	Consejo Nacional de Política Económica y Social.
DANE.	Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas.
Dt.	Cargo de distribución para los niveles 3 y 2 (Res. MME180465 de 2012).
DIVIPOLA.	División Político-administrativa de Colombia.
EE.	Energía Eléctrica.
ET.	Ente Territorial.
FAER.	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización Rural.
FAZNI.	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas.
FECOC.	Factor de Emisión de los Combustibles Colombianos.
FSSRI.	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos.
FNCE.	Fuentes No Convencionales de Energía.
FNR.	Fondo Nacional de Regalías.
ICEE.	Índice de Cobertura de Energía Eléctrica
IGAC.	Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
IPC.	Índice de Precios al Consumidor.
IPP.	Índice de Precios al Productor. Corresponde al índice de precios del productor de la serie oferta interna publicado mensualmente por el Departamento Nacional de Estadística, DANE.
IPSE.	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas.
MME.	Ministerio de Minas y Energía.
MT.	Media tensión.
NBI.	Índice de necesidades básicas insatisfechas.

OEP.	Orden de Elegibilidad de los Proyectos.
OR.	Operador de Red.
PAOMR.	Porcentaje de AOM reconocido.
PIEC.	Plan Indicativo de Expansión de Cobertura.
PRONE.	Programa de Normalización de Redes Eléctricas.
PND.	Plan Nacional de Desarrollo
SDL.	Sistema de Distribución Local.
SITIOS UPME	Centros poblados. Fuente DANE, IGAC, localidades ZNI reportadas por el IPSE, y demás sitios que contienen 1 ó más viviendas que reportan necesidad el servicio de energía eléctrica.
STR.	Sistema de Transmisión Regional.
SIG.	Sistema de Información Geográfica.
SIN.	Sistema Interconectado Nacional.
SISMEG.	Sistema de Seguimiento de las Metas de Gobierno.
SSPD.	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
SUI.	Sistema Único de Información
UC.	Unidad Constructiva.
UPME.	Unidad de Planeación Minero Energética.
VSS.	Viviendas Sin Servicio.
XM.	Los Expertos en Mercados.
ZNI.	Zonas No Interconectadas.
ONU	Organización de Naciones Unidas

Introducción

De acuerdo con las estadísticas internacionales, la población sin el servicio de electricidad llega a 1.2 billones de personas, 18% de la población mundial, (Agency, 2015). En Latinoamérica, según el Banco Mundial más de 20 millones de personas aún no tienen acceso a la electricidad.

En parte por esa razón, la asamblea general de las Naciones Unidas declaró la década del 2014-2024, como la década de energía sostenible para todos. De esa manera se crea el programa SE4ALL (Sustainable Energy for All). La causa de ese movimiento es el deseo, por una parte de generar de manera sostenible con energías renovables disminuyendo las emisiones de CO₂, considerando no solo los bajos precios actuales de estas, sino con el fin de mejorar el nivel de vida de la población. Más del 84% de esa población se encuentra en zonas rurales (IEA/OECD).

Al hacer el esfuerzo con energías renovables se logrará a la vez, mitigar el cambio climático. Por lo cual, el secretario general de las Naciones Unidas Ban Ki-moon, declaró (Ki-moon, 2011): *"Salvar nuestro planeta, sacar a la gente de la pobreza, avanzar el crecimiento económico - son una y la misma lucha..... La energía es el hilo de oro que une el crecimiento económico, el aumento de la equidad social y un entorno que permite que el mundo prospere."*(Traducción libre).

Por su parte, a nivel nacional a 2015 aproximadamente 425.000 viviendas no tienen acceso a la electricidad, por lo cual el actual gobierno en el Plan Nacional de Desarrollo se ha propuesto cubrir 173.000 nuevas viviendas para el resto de este periodo.

Se trata de una increíble oportunidad para el país, para dar un salto importante en cobertura sostenible ambiental, social y económica. Bajo este contexto y de acuerdo con el mandato de la Ley 142, la UPME se permite presentar el PIEC 2016-2020, en el cual se incluye cambios sustanciales al contener análisis con fuentes de energía no convencionales, entre otros.

De esta forma, en este documento se presentan los aspectos más relevantes del Plan Indicativo de Cobertura de Energía Eléctrica 2016-2020, en cuatro capítulos así: El primer capítulo se relaciona las principales estrategias e instrumentos de política que se han llevado a cabo ó que están en proceso de aprobación por parte del MME y la CREG para el fortalecimiento del tema.

En el segundo capítulo, se resumen los aspectos más relevantes en cuanto a los cambios metodológicos que han surgido en los últimos tres planes de los cinco que la UPME ha elaborado. Así como el resumen de los resultados generales que se han obtenido en cada uno de dichos planes.

En el tercer capítulo, se hace referencia a la evolución del índice de Cobertura –ICEE–, pese a las dificultades de información para su estimación, y evaluando los resultados cobertura obtenidos a diciembre de 2015, 96.9%, estas cifras indican que la expansión de cobertura se encuentra en la ruta para cumplir la meta propuesta en el último PIEC. Cabe señalar que este porcentaje a 2015 en parte se ha logrado con una asignación de recursos de los fondos de financiación del orden de los \$521 mil millones. La asignación de recursos de los diferentes Fondos se amplía en el numeral 1.4.1.

De otra parte, se destacan los cambios metodológicos que se han implementado a fin de fortalecer la estimación del ICEE. Resaltando la importancia de información georreferenciada tanto de las viviendas como de las redes eléctricas de distribución con el fin de planear con mayor detalle la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica.

Posteriormente, en el numeral 3.2 se ingresa a la esencia del PIEC, es decir la metodología que la UPME ha venido revaluando con el fin de hacer cada vez, una mejor planeación de la expansión de cobertura, en la cual se ha incluido el análisis de alternativas energéticas de energías renovables lo cual ha incidido en que los resultados del presente plan arrojan una mayor proporción de soluciones aisladas con FNCER, como puede observarse en el numeral 3.3.

En el capítulo 4, se proponen lineamientos de política pública que plantean retos importantes para el accionar gubernamental como son el consumo de subsistencia, la definición de soluciones básica, ajustes regulatorios como por ejemplo que el OR opere soluciones aisladas, la obligatoriedad de entrega de información georreferenciada de redes y viviendas, el procedimiento para evaluación del Plan de Inversión presentado por los Operadores de Red, la inclusión de medición inteligente en las zonas aisladas, la coordinación intersectorial entre otras que se amplían en dicho capítulo. Por último, se desarrollan diez anexos donde se amplía varios de los temas.

La Unidad espera que los resultados y propuestas de este Plan, continúen siendo fundamentales para los lineamientos de política, direccionamiento de CONPES, planteamientos de las bases para plan de posconflicto, actualizaciones regulatorias. Que sea la plataforma para trazar metas de cobertura y selección de servicios exclusivo, asimismo sea base para determinar el accionar de otras instituciones del Estado como el IPSE y en general sea de gran utilidad para toda la comunidad.

I. Estrategias e instrumentos orientados a la expansión de cobertura

La actual política de universalización del servicio de energía eléctrica se encuentra establecida en el Plan Nacional de Desarrollo -PND- (Ley 1753 de 2015), en la Ley 1715 de 2014, en el Decreto 1623 de 2015 modificado recientemente por el Decreto 1513 de 2016, entre otras, en las resoluciones CREG 004 de 2014, CREG 024 de 2016 y CREG 179 de 2016 en consulta.

Este marco normativo define una meta de ampliación de cobertura expresada en número de viviendas con servicio para el periodo de Gobierno, le da responsabilidad al OR en la presentación de planes de inversión para la expansión del servicio y da señales concretas para incentivar el uso de las energías renovables. Igualmente, le deja a la planeación un papel preponderante porque es el PIEC la base para que el MME determine las necesidades y prioridades de desarrollo de infraestructura para extender la cobertura del servicio público domiciliario energía eléctrica.

En materia de planeación energética y con el objeto de proponer estrategias y líneas de acción para la universalización del servicio de energía eléctrica, actualmente se elaboran los siguientes planes:

1. El Plan Energético Nacional -PEN-
2. El Plan Indicativo de Expansión de Cobertura – PIEC-
3. Los Planes de Energización Rural Sostenible -PERS-
4. Plan Todos Somos PAZcífico -PTSP-
5. Plan de Electrificación rural (plan de Posconflicto)

Además, alineados con la meta que tiene el gobierno de poder llevar el servicio de energía eléctrica a una de cada tres viviendas que aún no cuenta con este servicio, la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía -MME- y el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI -IPSE-, se encuentra liderando un proceso con el objetivo de implementar esquemas empresariales para la ampliación de la cobertura mediante la prestación sostenible del servicio en dos zonas aisladas del país.

Otros instrumentos que tiene actualmente el Estado para lograr la Universalización del servicio de energía eléctrica son los fondos de apoyo financiero para proyectos de electrificación rural como son: el Fondo de Apoyo Financiero para Energización Rural del SIN -FAER, Fondo de Apoyo Financiero para las Zonas no Interconectadas -FAZNI y el Sistema General de Regalías -SGR.

En forma esquemática, este capítulo presenta los aspectos relevantes de las diferentes normas y documentos de planeación que inciden en la actividad de expansión de cobertura, cada uno de los cuales se describen de manera general en la **Figura 1**.

Figura 1. Estrategias e instrumentos orientados a la expansión de cobertura

POLÍTICA PÚBLICA	REGULACIÓN	PLANEACIÓN Y ESQUEMAS		FONDOS
Ley 1753 PND 2014-2018 META: 173.469 viviendas	Res. CREG 024-2016 Metodología para la remuneración Dt en el SIN	PIEC Estimación inversión de la universalización	Plan para el Posconflicto Estrategia de expansión de cobertura en áreas de posconflicto	FAER Fondo de Apoyo Financiero para Energización Rural del SIN
Ley 1715 Ley de Renovables	Res. CREG 004-2014 Fórmula tarifaria ZNI	PERS Estrategia de levantamiento de información rural	Plan Pazífico Estrategia para el desarrollo socioeconómico en la región Pacífico	FAZNI Fondo de Apoyo Financiero para las Zonas no Interconectadas
Decreto 1623 Lineamientos para expansión de cobertura en SIN y ZNI	Res. CREG 027-2014 Áreas de Servicio Exclusivo	PEN Estrategias para desarrollo futuro energético colombiano	Esquemas Empresariales Implementación de esquemas para la prestación del servicio en ZNI	SGR Sistema General de Regalías

Fuente: Elaboración propia

1.1. Lineamientos de Política Pública orientados a la Cobertura

Desde la Ley 142 de 1994 se estableció “Elaborar cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público, en el cual se determinen las inversiones públicas que deben realizarse y las privadas que deben estimularse”, desde entonces han sido varios los esfuerzos por reglamentar la expansión de cobertura, Decreto 388 de 2007, Decreto 1122 de 2008, Resolución MME 180465 de 2012, y Decreto 1623 de 2015, Decreto 1513 en el cual se modifica el Decreto 1623 y por supuesto el Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015.

Desde el nivel central cada cuatrienio, al inicio de un nuevo periodo de gobierno se elabora un Plan Nacional de Desarrollo, en el que se priorizan las políticas públicas y se dan los lineamientos de política, objetivos y metas.

A continuación se mencionan aspectos relevantes en el tema de cobertura de algunas disposiciones:

1.1.1 Ley 1753 de 2015 (PND 2014-2018)

En las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 “Todos por un nuevo país” (DNP, 2015), se reconoce la importancia de la energía eléctrica para el desarrollo rural, específicamente en el capítulo 5 se estableció como Estrategia Transversal, la de Energía Eléctrica para Todos, en el cual se proponen actividades para continuar con la ampliación de la cobertura y el mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica, además de establecer como meta la incorporación de 173.469 nuevas viviendas con servicio de energía eléctrica.

Se presenta como objetivo del Gobierno Nacional continuar con la ampliación de la cobertura y el mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica. Y para ello se propone:

- Adoptar medidas regulatorias que permitan reconocer anticipadamente los planes de inversión de los operadores de red;
- Complementar los incentivos regulatorios para el mejoramiento de la calidad del servicio;
- Incrementar los recursos del FAER y mejorar el mecanismo para su asignación;
- Impulsar las reformas normativas que permitan flexibilizar la medición y facturación del servicio de energía eléctrica en las zonas rurales del SIN, manteniendo la calidad de la medida;
- Implementar esquemas diferenciales de prestación del servicio que permitan reducir costos de facturación y recaudo en zonas alejadas;
- Incrementar los recursos del PRONE, destinado a la normalización de la prestación del servicio; y
- Revisar la operatividad del FOES a efectos de asegurar un balance apropiado entre los incentivos para la prestación continua del servicio, la sostenibilidad fiscal y la cultura de pago.

En la Tabl1 1, se especifican las metas para este periodo de gobierno.

Para cumplir las metas establecidas, además de los recursos públicos que se destinarán a electrificación rural, se implementarán planes quinquenales de inversión con metas de cobertura por parte de los OR así como esquemas empresariales con inversiones públicas y privadas, tales como áreas de servicio exclusivo de energía eléctrica para los cuales la CREG expedirá un nuevo marco regulatorio aplicable a las áreas en las que se presta el servicio mediante los mecanismos tradicionales.

Tabla 1. Metas del PND en tema de cobertura y confiabilidad del servicio de energía eléctrica.

Meta intermedia	Línea base (2013)	Meta a 2018
Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica con recursos públicos	56.140	173.469

Producto	Línea base (2013)	Meta a 2018
Nuevos usuarios conectados a las zonas no interconectadas (ZNI) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos	15.219	8.434
Nuevos usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos	40.921	51.963
Nuevos usuarios conectados al SIN pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante planes de expansión de los distribuidores	0	113.072

Fuente: Ley 1753 de 2015

El Ministerio de Minas y Energía podrá diseñar esquemas multiservicios para la prestación de los servicios de energía eléctrica, gas natural y/o GLP distribuido por redes y/o por cilindros, los cuales podrán estar a cargo de una o varias empresas en una misma zona, siempre con el fin de reducir costos en la prestación de los servicios. Se implementarán sistemas de generación de energía eléctrica con un criterio de eficiencia económica, dando prioridad a los proyectos contenidos en los planes de energización para estas zonas que consideren el uso productivo del recurso energético en beneficio de la comunidad. Así, se impulsará la implementación de los Planes de Energización Rural Sostenible, PERS. Las metas específicas que se proponen para este tema se encuentran en la Tabla 2.

Tabla 2. Metas del PND para el tema de FNCE y cobertura en ZNI.

Meta intermedia	Línea base (2013)	Meta a 2018
Capacidad instalada de fuentes no convencionales y energías renovables en el sistema energético nacional (MW)	9.893	11.113

Producto	Línea base (2013)	Meta a 2018
Capacidad instalada de fuentes no convencionales de energía en las ZNI (MW)	2,8	9
Proyectos de generación híbrida implementados con capacidad instalada superior a 1MW	0	4
Planes de energización rural sostenibles (PERS)	1	4

Fuente: Ley 1753 de 2015

1.1.2 Ley 1715 de 2014 (Energías Renovables)

Esta ley promueve la inclusión de fuentes no convencionales de energía (FNCE) como mecanismo para la diversificación de las tecnologías destinadas a la electrificación de las ZNI y reorientación de la concepción y las estrategias que guían los planes de energización rural; crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, FENOGE, para financiar los programas de generación y gestión eficiente a partir de las fuentes no convencionales de energía. Adicional, establece importantes estímulos tributarios para incentivar inversiones en este tipo de fuentes.

Igualmente señala la “prioridad a los proyectos que estén incorporados dentro de los Planes de Energización Rural Sostenible a nivel departamental y/o regional (su sigla PERS) a fin de incentivar la metodología elaborada para este fin”. Además crea incentivos generales aplicables indistintamente para SIN y ZNI para el desarrollo de proyectos con FNCE.

1.1.3 Decreto MME 1623 de 2015

El Ministerio, en el año 2015, expidió el Decreto 1623 que define los lineamientos de política para la universalización del servicio de energía eléctrica en el país, tanto en el SIN como en la ZNI, así como la utilización de los fondos de financiación del sector FAER y FAZNI. El cual fue modificado por el Decreto 1513 de septiembre de 2016.

Con este Decreto hay un cambio sustancial en la política, ya que el objetivo es el de incentivar la expansión de la prestación del servicio a través de los Operadores de Red del SIN, con la obligación de presentar el plan de expansión de cobertura de energía eléctrica, el cual se podrá financiar una parte con los cargos establecidos, otra con el incremento de tarifa a definir por el Ministerio de Minas y Energía y otra parte con recursos de los fondos.

La ampliación la cobertura del servicio energía eléctrica a usuarios a quienes no sea económicamente eficiente conectar al SIN, se realizará mediante soluciones aisladas centralizadas o individuales y microrredes, las cuales serán construidas y operadas principalmente por OR del SIN, o a través de esquemas empresariales como las Áreas Servicio Exclusivo –ASE u otras.

Dichas inversiones podrán ser realizadas tanto con recursos públicos como con inversiones a riesgo efectuadas por empresas prestadoras del servicio. En este último caso las inversiones serán remuneradas a través de tarifas.

En forma esquemática, en la Figura 2 se presentan los aspectos relevantes de esta norma.

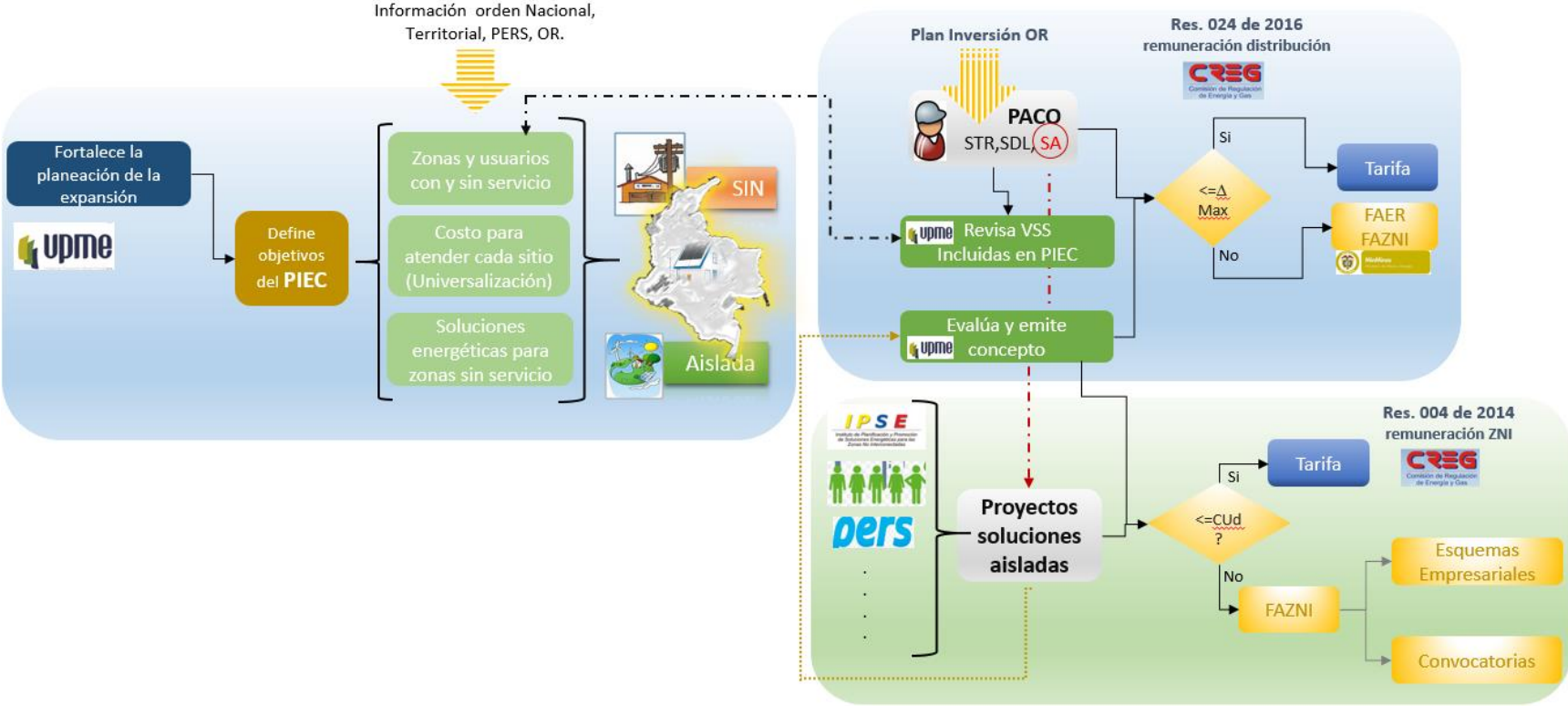
Figura 2. Esquema de lineamientos de política, decreto MME 1623 de 2015.



Fuente: Decreto 1623 de 2015, elaboración UPME.

De otra parte, en la Figura 3, se presenta la propuesta de reglamentación del decreto en mención, según la cual la UPME recibirá los planes de expansión de cobertura elaborados por cada operador de red - PACO- para la revisión de las viviendas sin servicio de las localidades de acuerdo con el PIEC y para la verificación de la mejor alternativa de prestación del servicio.

Figura 3. Esquema de fortalecimiento de la planeación de la expansión.



Fuente: Elaboración Grupo de Cobertura - UPME.

1.2. Fortalecimiento de la planeación de la Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica

Como se conoce, cada zona (SIN y ZNI) presenta condiciones especiales, las cuales no permiten que la prestación del servicio de energía se desarrolle de la misma manera, por lo cual el Estado Colombiano ha establecido un marco normativo que establece reglas propias y diferenciadas que pretenden garantizar la prestación del servicio, teniendo en cuenta fines específicos tales como la expansión de cobertura, la mejora en la calidad del servicio, la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía en la actividad de generación, el desarrollo sostenible y la protección del medio ambiente¹.

A nivel legal, encontramos que la Ley 855 de 2003, en su artículo 1°, entiende por ZNI los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al SIN. Agrega que las áreas geográficas en las que vaya resultando viable y sostenible realizar una interconexión, se irán excluyendo de la categoría de ZNI tan pronto empiecen a recibir el servicio de energía eléctrica.

Por su parte, el Decreto 1073 de 2015 “*Decreto Único Reglamentario del Sector de Minas y Energía*”, en su artículo 2.2.3.1.2 diferencia las ZNI en Zonas que son económicamente eficientes conectar al SIN (Zonas Interconectables) y Zonas que no son económicamente eficiente conectar al SIN (Zonas Aisladas).

Fortalecimiento de la planeación para el SIN

La Ley 142 de 1994, establece que las fórmulas tarifarias deben revisarse y ajustarse si es necesario, cada cinco años. En la Resolución CREG-024 de 2016, la Comisión propone un esquema que motiva a las empresas a realizar inversiones importantes en la reposición y expansión de su sistema, mejoren la calidad del servicio, reduzcan las pérdidas de energía y compartan las ganancias en eficiencia con los usuarios finales.²

De acuerdo con el Decreto MME 1623 y la reciente Resolución 179 de 2016 – en consulta, se establece que con el Plan Quinquenal del Operador de Red, se considera que las inversiones en extensión de cobertura incluida en dicho Plan, que no excedan un incremento establecido por la CREG, serán incluidas en la tarifa.

Fortalecimiento de la planeación para la ZNI

La CREG mediante la publicación de la Resolución CREG 004 de 2014 – en consulta- propone la fórmula tarifaria y metodologías generales para remunerar la actividad de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las ZNI; y con la Resolución 024 de 2016 -sin aprobar, propone las reglas para verificar la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos, y los lineamientos generales para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las ZNI.

¹ Moreno Catillo Luis Ferney. *Regulación del mercado de energía eléctrica en América Latina: La convergencia entre libre competencia e intervención estatal.*

² Documento CREG - Metodología para remunerar la distribución de energía eléctrica

Los principales cambios que tiene la resolución CREG 004 de 2014 en cuanto a la remuneración de la generación, involucra un aspecto relevante que busca incentivar la generación con sistemas híbridos o fuentes no convencionales. Así mismo, las ZNI se dividen en 9 regiones con características similares a nivel territorial, así como el medio de transporte para llevar combustible.

Otros aspectos de la propuesta regulatoria son: i) Los cargos para soluciones solares están dados por energía generada y no por potencia instalada; ii) Los cargos dependen de las actividades que presta la empresa, de dónde esté ubicada, de la demanda que atiende, de las horas de prestación del servicio, del tipo de red y del nivel de tensión; iii) Los cargos en generación dependen de la tecnología empleada; y iv) Las empresas deberán reportar anualmente el costo de transporte de combustible³.

1.3. Planes y esquemas para lograr la universalización

Si bien cada uno de los planes actualmente existentes cuentan con objetivos diferentes, es importante notar que existe una articulación y coherencia entre los mismos con el objetivo de sumar esfuerzos para la consecución de las metas, por esta razón es pertinente hacer una revisión de algunos de estos planes relacionados con el desarrollo de las políticas y acciones para la ampliación de cobertura de energía eléctrica.

1.3.1 Plan Indicativo de Expansión de Cobertura PIEC

En el año 2007, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 388 de 2007 que se denominó de universalización del servicio de energía eléctrica, el cual propendió, mediante una planeación indicativa del sistema eléctrico de distribución, definir para cada población la mejor opción para atenderla, con un estimativo de costos de la infraestructura necesaria para incrementar su cobertura. El decreto y su reglamentación, propenden por la interacción de los actores del proceso de universalización del servicio y por la organización en la asignación de recursos financieros del Estado.

Estas directrices fueron incorporadas en la elaboración del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura PIEC 2013-2017, que como resultado indicó una inversión necesaria de \$4.3 billones para extender el servicio de energía eléctrica a 470.244 viviendas que se estimó no contaban con dicho servicio a diciembre de 2012, con el fin de alcanzar la universalización de este servicio en Colombia.

³ Documento CREG Propuesta para remunerar la generación, distribución y comercialización de Energía Eléctrica en las ZNI

Para esta nueva versión del PIEC se tuvo en cuenta el Decreto 1623 de 2015 y sus modificaciones, donde se establece que este plan es la base para que el Ministerio de Minas y Energía determine las necesidades y prioridades de desarrollo de infraestructura para extender la cobertura del servicio público domiciliario de energía eléctrica en SIN así como en las ZNI.

1.3.2 Plan Energético Nacional -PEN-

Entre otras cosas, en este Plan se planteó incluir esquemas que promuevan la universalización y asequibilidad al servicio de energía eléctrica, para lo cual propone definir en forma clara qué significa pobreza energética a fin de desarrollar el conocimiento sobre la disponibilidad y capacidad de pago de la factura de energía por parte de los hogares colombianos.

Adicionalmente propone analizar un indicador que refleje la Incapacidad económica o adquisitiva (falta de asequibilidad) de utilizar los recursos energéticos para el desarrollo personal, social e industrial, bajo un marco de sostenibilidad de largo plazo, utilizando por ejemplo la metodología de la CEPAL.

Este Plan menciona que hay que tener en cuenta que para generar desarrollo y bienestar, el servicio de energía es solo un eslabón de una cadena más grande, envuelta por los proyectos productivos, industriales, agrícolas, entre otros, que se implementan en las regiones. Reconociendo este hecho, la UPME ha elaborado una metodología denominada Planes de Energización Rural Sostenible (PERS).

1.3.3 Planes de Energización rural sostenibles – PERS

La expansión de la cobertura de energía eléctrica viene asociada a una problemática socio-económica originada por las características particulares de la población rural objetivo: necesidades básicas insatisfechas altas, baja capacidad de generación de ingreso, uso restringido o ausencia de otros servicios públicos, bajos niveles de educación, entre otras. Esta problemática se ha convertido en el foco de atención del planeamiento energético, por lo cual la UPME para darle sostenibilidad a la universalización del servicio de energía eléctrica diseñó la estrategia PERS.

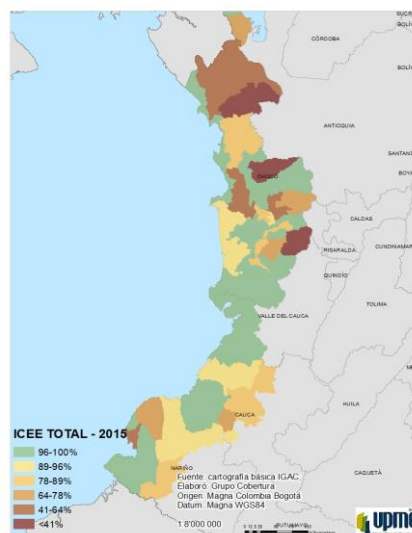
La estrategia PERS es una hoja de ruta para la región y cuenta con un enfoque de mediano y largo plazo, en el que la energía es un insumo para el desarrollo productivo y la población objetivo es la zona rural más las cabeceras municipales donde el índice de ruralidad es mayor al 40%. El PERS pretende el desarrollo energético rural con proyectos sostenibles en lo social, ambiental, tecnológico y económico, en el que estas soluciones surjan desde la región como se describe en el Anexo 1.

Adicionalmente, la información de los PERS se ha constituido en una herramienta fundamental para el planeamiento y ha permitido contar con información para establecer consumos básicos, capacidad y disponibilidad a pagar de los usuarios, costumbres de uso de los energéticos y finalmente si el usuario desea realmente el servicio de energía eléctrica, entre otros.

1.3.4 Plan Todos Somos PAZcífico -PTSP-

El gobierno creó este plan en el marco del PND 2014-2018 “Todos por un nuevo país (DNP, 2015)”, el cual se destinará a la energización rural sostenible USD 82,3 millones que financiarán diferentes proyectos, entre estos proyectos de ampliación de cobertura y proyectos incluyentes de fuentes de energías renovables. El objetivo general es cerrar las brechas existentes en la región Pacífico y al interior de sus franjas (Litoral y Andina), a partir de un desarrollo socioeconómico con equidad, de la integración del territorio con sus fronteras y el resto del país, y teniendo como principio la sostenibilidad ambiental. En la Figura 4 se identifican los municipios a beneficiarse del plan Pazcífico.

Figura 4. Municipios Plan Pazcífico



Fuente: Elaboración UPME.

Para el logro de estos objetivos, el Gobierno contrató un crédito con el BID por valor de 400 millones de US\$ de los cuales para la subcomponente de energización rural sostenible se destinarán USD 82.3 millones que financiarán los siguientes proyectos en las zonas antes enunciadas:

- ✓ Proyectos de ampliación de cobertura mediante la construcción de redes de distribución de media y baja tensión.

- ✓ Proyectos en zonas aisladas, los cuales deberán incluir fuentes de energías renovables, incluyendo la ejecución de proyectos híbridos (por ejemplo, diésel-solar).
- ✓ Proyectos de instalación de acometidas y medidores.
- ✓ Proyectos de normalización de redes.

Y para el fortalecimiento institucional, USD 8.7 millones con el objetivo de financiar actividades de fortalecimiento, gestión corporativa y gestión institucional de los agentes prestadores del servicio de energía en el Litoral Pacífico, incluye la financiación de estudios técnicos.

1.3.5 Plan de Electrificación para el Posconflicto

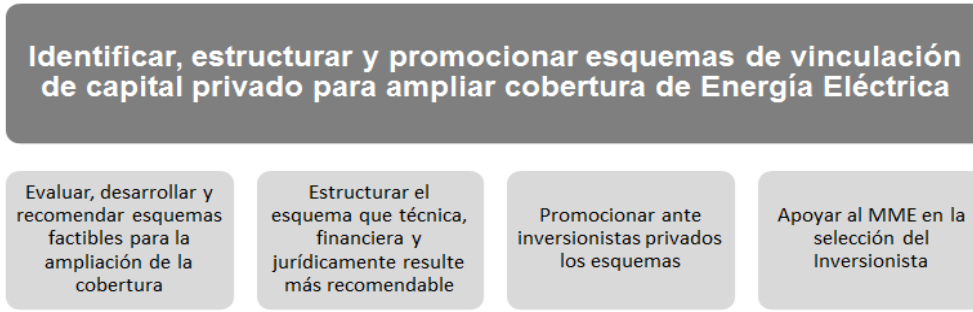
Desde el año 2015, y ante los retos que impone el posconflicto, el sector minero energético se integra a las estrategias que desarrollará el Gobierno Nacional, teniendo en cuenta el conocimiento de las zonas rurales de Colombia y su experiencia en la planeación, así como en el desarrollo de actividades en temas energéticos; el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y el IPSE han trabajado conjuntamente con la Alta Consejería para la Paz en el Plan de Electrificación dirigido especialmente a las áreas de posconflicto. Resultados de este Plan indican que los municipios con mayor déficit en la cobertura coinciden, en su mayoría, con los municipios predeterminados para orientar las acciones del Estado en el Postconflicto.

1.3.6 Esquema empresariales en desarrollo

Dado el compromiso que tiene el gobierno nacional de ampliar la cobertura de energía eléctrica⁴, la UPME, con el apoyo del MME y el IPSE, se encuentra liderando un proyecto a través de una Banca de Inversión con el objetivo de Identificar, estructurar, promocionar y lograr la selección del inversionista para la prestación de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, en dos zonas no interconectadas de Colombia. En la Figura 5 se describe los principales objetivos de este proyecto el cual busca impactar el aumento del nivel de calidad de vida de los habitantes de las ZNI.

⁴ La campaña publicitaria de este programa la ha denominado el Gobierno Nacional como “Paz-a-la-Corriente”

Figura 5. Objetivos del proyecto sobre los Esquemas Empresariales.



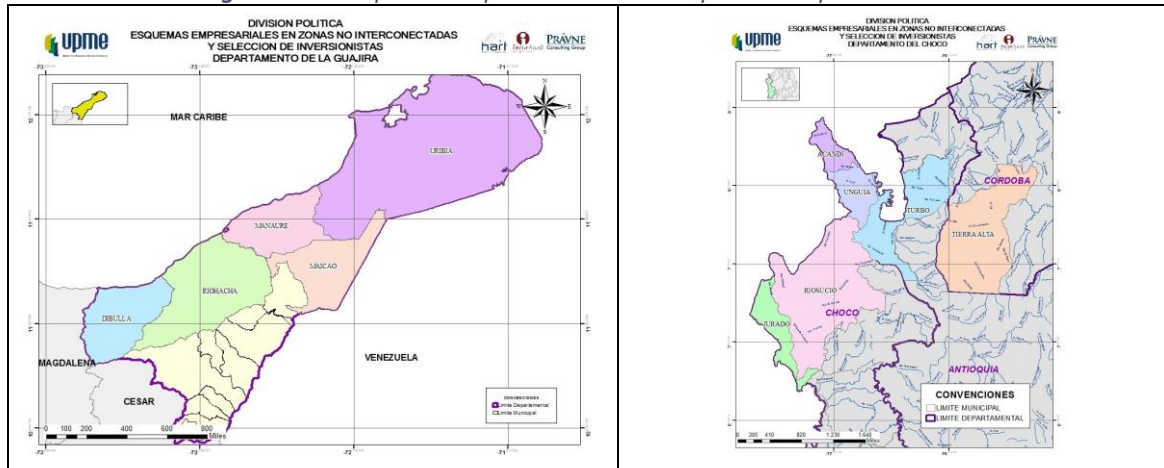
Fuente: Elaboración UPME.

Los esquemas empresariales propuestos van orientados a incentivar proyectos con tecnologías cuyas fuentes sean competitivas, como son las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), lo que contribuye a atenuar el impacto ambiental y el costo fiscal de los subsidios al uso del combustible Diesel en este tipo de zonas.

Aunque la población objetivo de este proyecto son las viviendas sin servicio de energía eléctrica de las Zonas No Interconectadas (ZNI) a nivel nacional; a partir de un análisis previo se han seleccionado dos zonas para que sean implementados los esquemas empresariales con la vinculación de capital privado y con el acompañamiento de la Banca de Inversión contratada.

De las viviendas en ZNI que no cuentan con el servicio de energía eléctrica, se determinó que cerca de 17.000 viviendas se encuentran localizadas en la zona de La Guajira, Norte de Chocó, Urabá y Córdoba específicamente en 6 municipios (Riosucio, Juradó, Acandí, Unguía, Turbo-Antioquia y Tierralta-Córdoba). Por análisis espacial, de manera preliminar se agrupó estas viviendas en dos zonas: zona 1 conformada por La Guajira y Zona 2 el resto, como se ilustra en la Figura 6.

Figura 6. Zonas para la implementación de Esquemas Empresariales.



Fuente: Elaboración Banca Inversión

Una vez se encuentren totalmente estructuradas estas dos zonas, se espera que el Ministerio de Minas y Energía abra el proceso de convocatoria de selección de los inversionistas para la prestación del servicio de energía eléctrica.

1.4 Fondos de apoyo financiero para proyectos de electrificación rural

Los Fondos a los cuales se puede actualmente recurrir para obtener recursos cuando se trata de la prestación del servicio de energía en las ZNI son: el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas (FAZNI) y el Fondo de Energías No Convencionales, Sistema general de Regalías (SGR) y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE).

Adicionalmente, existe el fondo de Normalización de Redes Eléctricas -PRONE, el cual financia proyectos destinados a la legalización de usuarios y la adecuación de las redes existentes en barrios subnormales situados en los municipios del Sistema Interconectado Nacional -SIN⁵.

FAER: El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER –, creado por el Artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y reglamentado inicialmente con el

⁵ **PRONE:** Es el Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE creado mediante la Ley 1117 de 2006, es administrado por el Ministerio de Minas y Energía, su objeto es la financiación de planes, programas y proyectos de inversión para la normalización de redes eléctricas situados en municipios dentro del SIN, para esto el Ministerio de Minas y Energía realiza las convocatorias necesarias con amplia publicidad anunciando las fechas de presentación, cada convocatoria establece los requisitos, plazos y condiciones para la priorización y ejecución los proyectos. Los recursos del PRONE fueron aumentados mediante la ley 1753 a \$1.90 por kilovatio hora transportado.

Decreto 3652 de 2003 y modificado con el Decreto 1122 de 2008 y 1623 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía, permite que los Entes Territoriales con el apoyo de los Operadores de Red en la zona de influencia, sean los gestores de planes, programas y proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica dentro del SIN. La ley 1376 de 2010 extendió la vigencia del 31 de diciembre de 2018, por otra parte la ley 1753 de 2014 aumentó los recursos del mismo a \$2.10 por kilovatio hora transportado.

FAZNI: El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas fue creado en los artículos 81 al 83 de la Ley 633 de 2000, es administrado por el Ministerio de Minas y Energía, el objetivo de este fondo es financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las zonas no interconectadas (ZNI). La ley 1715 de 2014 extendió la vigencia del fondo hasta el 31 de diciembre de 2021, por otra parte la ley 1753 aumentó los recursos del mismo a \$1.90 por kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, de los cuales cuarenta centavos (\$0,40) serán destinados para financiar el Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge) de que trata el artículo 10 de la Ley 1715 de 2014.

SGR: El Sistema General de Regalías es un esquema de coordinación entre las Entidades Territoriales y el gobierno nacional, a través del cual se determina la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios. El acuerdo 038 de 2016 reglamentó los requisitos para la presentación de proyectos bajo este esquema en el que se encuentran tipificados los sectores de minas, electricidad y gas combustible.

1.4.1 Proyectos que contribuyeron al aumento de cobertura

Los Fondos destinados a la ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el periodo 2013 -2015 corresponden a \$521.350 millones (en valores constantes a 2015) beneficiando a 53.136 viviendas, como se muestra en la **Tabla 3**, donde se puede destacar que los mayores montos y beneficiarios provienen del FAER, razón por la cual se presenta la **Tabla 4** mostrando el comportamiento anual con los recursos asignados y usuarios beneficiados.

Tabla 3. Asignación de recursos de los fondos: FAER y FAZNI en el período 2013-2015.

Valor Asignado Para la Ampliación de la Cobertura (Valores Constantes 2015)								
COBERTURA	2013		2014		2015		Total	
	Monto	Beneficiados	Monto	Beneficiados	Monto	Beneficiados	Monto	Beneficiados
FAER	\$ 116.151	15.755	\$ 139.019	14.136	\$ 137.458	12.015	\$ 392.628	41.906
FAZNI	\$ 26.508	2.327	\$ 52.013	5.968	\$ 50.201	2.935	\$ 128.722	11.230
TOTAL	\$ 142.659	18.082	\$ 191.032	20.104	\$ 187.659	14.950	\$ 521.350	53.136

Fuente: FAER- UPME, FAZNI-IPSE.

Valores Constantes.

FAER: Se contabiliza el monto de los proyectos de cobertura, se excluyen los de confiabilidad.

FAZNI: Se contabiliza el monto de los proyectos de cobertura, se excluyen los de confiabilidad, generación, mejoramiento y repotenciación.

El departamento que más recibió recursos fue Caquetá con un total de \$ 63.509 millones (valores constantes a 2015) beneficiando a 5.917 usuarios con un costo promedio de \$ 10.733.460; así mismo, el departamento con el costo por usuario más elevado fue Guaviare con \$ 22.004.978 y el departamento con el menor costo por usuario fue el Meta con \$ 3.428.216.

Tabla 4. Asignación de recursos FAER por año y departamento- período 2013-2015.

Departamentos	FAER TOTAL Valores Constantes a 2015					
	2013	2014	2015	Total Aporte FAER	Total No. Usuarios	Costo x Usuario
	Aporte Fondo	Aporte Fondo	Aporte Fondo			
Antioquia	\$ -	\$ 1.335.402.282,35	\$ 1.603.440.001,00	\$ 2.938.842.283,35	343	\$ 8.568.053,30
Arauca	\$ 15.952.687.543,30	\$ 10.429.326.536,69	\$ 16.853.402.032,00	\$ 43.235.416.111,99	3.186	\$ 13.570.438,20
Bolívar	\$ 986.061.882,24	\$ 1.638.480.379,03	\$ 9.041.137.635,00	\$ 11.665.679.896,27	1.179	\$ 9.894.554,62
Boyacá	\$ -	\$ 7.131.499.124,30	\$ 232.935.056,00	\$ 7.364.434.180,30	1.034	\$ 7.122.276,77
Caquetá	\$ 6.134.576.747,30	\$ 27.688.742.477,61	\$ 29.686.568.292,00	\$ 63.509.887.516,91	5.917	\$ 10.733.460,79
Cauca	\$ 18.012.482.348,90	\$ 397.687.095,30	\$ 2.180.037.806,00	\$ 20.590.207.250,20	3.068	\$ 6.711.280,07
Cesar	\$ 3.178.092.006,41	\$ 11.212.488.813,25	\$ 3.023.215.299,00	\$ 17.413.796.118,66	1.142	\$ 15.248.507,98
Chocó	\$ -	\$ -	\$ 9.576.621.872,00	\$ 9.576.621.872,00	785	\$ 12.199.518,31
Córdoba	\$ -	\$ 4.248.973.057,52	\$ -	\$ 4.248.973.057,52	383	\$ 11.093.924,43
Guaviare	\$ 8.833.639.390,22	\$ -	\$ 8.264.228.684,00	\$ 17.097.868.074,22	777	\$ 22.004.978,22
Huila	\$ -	\$ 6.266.494.351,42	\$ -	\$ 6.266.494.351,42	645	\$ 9.715.495,12
La Guajira	\$ 549.937.989,70	\$ -	\$ 5.741.064.076,00	\$ 6.291.002.065,70	607	\$ 10.364.089,07
Magdalena	\$ 969.905.812,86	\$ 6.626.743.322,28	\$ -	\$ 7.596.649.135,13	642	\$ 11.832.786,81
Meta	\$ 14.898.242.780,01	\$ -	\$ 3.038.186.557,00	\$ 17.936.429.337,01	5.232	\$ 3.428.216,62
Nariño	\$ 2.180.901.695,17	\$ 8.014.836.915,57	\$ 15.918.137.235,00	\$ 26.113.875.845,73	3.385	\$ 7.714.586,66
Norte de Santander	\$ 26.417.751.000,00	\$ -	\$ -	\$ 26.417.751.000,00	2.999	\$ 8.808.853,28
Putumayo	\$ -	\$ 3.415.355.009,88	\$ 5.036.826.926,00	\$ 8.452.181.935,88	951	\$ 8.887.678,17
Santander	\$ 8.536.397.708,38	\$ 20.251.622.105,73	\$ 20.429.073.597,00	\$ 49.217.093.411,11	4.930	\$ 9.983.183,25
Sucre	\$ 707.748.586,63	\$ 3.341.328.312,74	\$ 1.944.018.504,00	\$ 5.993.095.403,36	600	\$ 9.988.492,34
Tolima	\$ 8.792.249.342,92	\$ 25.140.664.115,37	\$ 4.889.370.314,00	\$ 38.822.283.772,28	3.932	\$ 9.873.419,07
Valle del Cauca	\$ -	\$ 1.879.458.118,64	\$ -	\$ 1.879.458.118,64	169	\$ 11.121.053,96
Total general	\$ 116.150.674.834,05	\$ 139.019.102.017,65	\$ 137.458.263.886,00	\$ 392.628.040.737,70	41.906	\$ 9.369.255,97

Fuente: FAER- UPME.

FAER: Se contabiliza el monto de los proyectos de cobertura, se excluyen los de confiabilidad.

En el caso de FAZNI el departamento que más recibió recursos para la ampliación de la cobertura fue Meta con un total de \$ 38.313 millones (valores constantes a 2015) beneficiando a 2.763

usuarios con un costo promedio de \$ 13.866.745; de igual forma, el departamento con el costo por usuario más elevado fue César con \$ 28.237.967 y el departamento con el menor costo por usuario fue el Putumayo con \$ 5.948.272, tal como se indica en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Asignación de recursos FAZNI por año de y departamento - período 2013-2015

Departamentos	Aportes FAZNI a Cobertura Valores Constantes a 2015			Total Aporte FAZNI	Total No. Usuarios	Costo x Usuario
	2013 Aporte Fondo	2014 Aporte Fondo	2015 Aporte Fondo			
Amazonas	\$ 1.986.596.564,53	\$ -	\$ -	\$ 1.986.596.564,53	171	\$ 11.617.523,77
Bolívar	\$ -	\$ -	\$ 1.473.948.625,00	\$ 1.473.948.625,00	100	\$ 14.739.486,25
Caquetá	\$ -	\$ 745.130.177,20	\$ 8.332.183.476,00	\$ 9.077.313.653,20	421	\$ 21.561.315,09
Casanare	\$ -	\$ 30.104.937.200,00	\$ -	\$ 30.104.937.200,00	3.156	\$ 9.538.953,49
Cesar	\$ 762.425.112,11	\$ -	\$ -	\$ 762.425.112,11	27	\$ 28.237.967,12
Guainía	\$ 1.513.473.469,41	\$ -	\$ -	\$ 1.513.473.469,41	226	\$ 6.696.785,26
Guaviare	\$ 256.049.398,87	\$ -	\$ 1.466.935.914,00	\$ 1.722.985.312,87	256	\$ 6.730.411,38
Meta	\$ 17.797.200.098,46	\$ 5.390.040.969,05	\$ 15.126.576.469,00	\$ 38.313.817.536,51	2.763	\$ 13.866.745,40
Nariño	\$ 3.174.060.660,78	\$ 2.826.417.931,50	\$ -	\$ 6.000.478.592,28	399	\$ 15.038.793,46
Putumayo	\$ 1.017.855.430,00	\$ 1.587.488.129,09	\$ -	\$ 2.605.343.559,09	438	\$ 5.948.272,97
Santander	\$ -	\$ -	\$ 4.466.838.934,00	\$ 4.466.838.934,00	290	\$ 15.402.892,88
Vichada	\$ -	\$ 11.359.062.800,00	\$ 19.334.280.215,00	\$ 30.693.343.015,00	2.983	\$ 10.289.421,06
Total general	\$ 26.507.660.734,16	\$ 52.013.077.206,84	\$ 50.200.763.633,00	\$ 128.721.501.574,00	11.230	\$ 11.462.288,65

Fuente: FAZNI-IPSE.

FAZNI: Se contabiliza el monto de los proyectos de cobertura, se excluyen los de confiabilidad, generación, mejoramiento y repotenciación.

Este fondo asigna recursos para cobertura utilizando también fuentes renovables de energía como la Solar Fotovoltaica, lo cual correspondió al 16% de los recursos asignados (\$17.054 millones Valores Constantes 2015) para FAZNI beneficiando a 1.168 usuarios tal como se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Recursos asignados según tipo de Cobertura - FAZNI período 2013-2015.

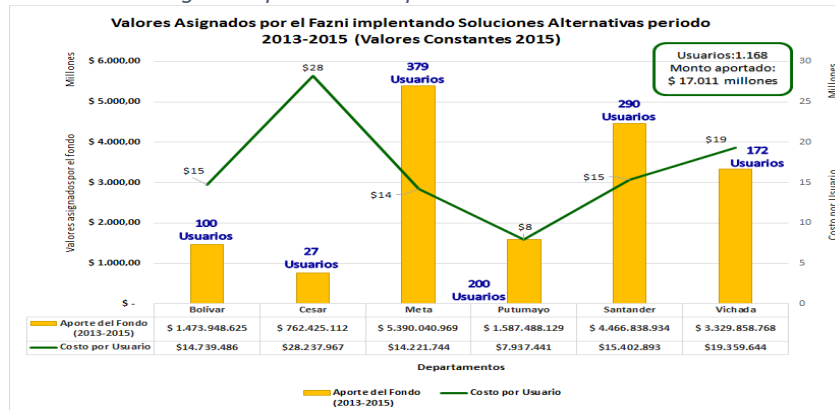
Valor Asignado Por FAZNI para Cobertura en Millones de \$ Valores Constantes 2015								
FAZNI	2013		2014		2015		Total (2013-2015)	
	Valor Asignado	Beneficiados	Valor Asignado	Beneficiados	Valor Asignado	Beneficiados	Valor Asignado	Beneficiados
CÓBERTURA POR REDES	\$25.745	2.300	\$45.036	5.389	\$40.930	2.373	\$111.711	10.062
CÓBERTURA - SOLAR	\$806	27	\$6.978	579	\$9.271	562	\$17.054	1.168
TOTAL	\$26.551	2.327	\$52.013	5.968	\$50.201	2.935	\$128.765	11.230

Fuente: FAZNI-IPSE.

FAZNI: Se contabiliza el monto de los proyectos de cobertura, se excluyen los de confiabilidad, generación, mejoramiento y reputación.

El departamento que más invirtió en proyectos con energía solar fue el Meta con un monto de \$ 5.390 millones (Valores Constantes a 2015), beneficiando a 379 usuarios con un costo por usuario de \$14.221.744; la asignación de cada uno de los departamentos que aporta a la cobertura con fuentes alternativas de energía puede ser observada en la **Figura 7**.

Figura 7. Valores Asignados por FAZNI implementando Fuentes Alternativas de Energía



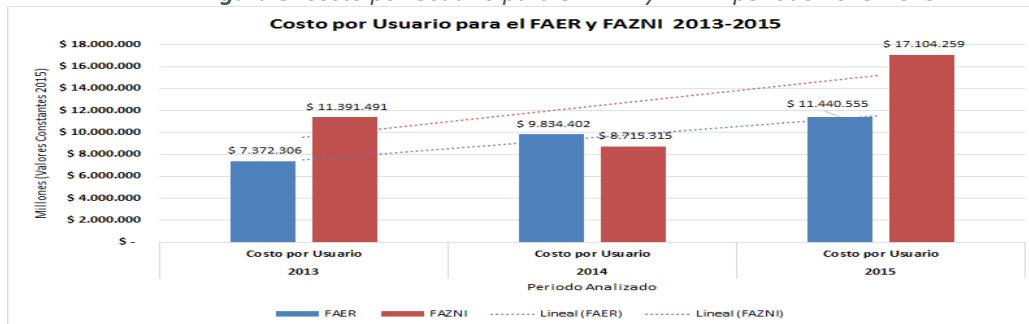
Fuente: FAZNI-IPSE.

Valores Constantes a 2015.

FAZNI: Se contabiliza el monto de los proyectos de cobertura, se excluyen los de confiabilidad, generación, mejoramiento y reputación.

Finalmente es clave analizar el aumento que ha tenido el costo por usuario en cada uno de los fondos que aportan a la ampliación de la cobertura. En el caso de FAER el costo por usuario ha pasado de \$ 7.372.306 a \$ 11.440.555 millones presentando un aumento del 36%, mientras que para FAZNI de \$ 11.391.491 a \$ 17.104.259 millones presentando un aumento del 33%, tal como se puede observar en el **Figura 8**.

Figura 8. Costo por Usuario para el FAER y FAZNI periodo 2013-2015.



Fuente: FAZNI-IPSE, FAER-UPME

FAER: Se contabiliza el monto de los proyectos de cobertura, se excluyen los de confiabilidad.

FAZNI: Se contabiliza el monto de los proyectos de cobertura, se excluyen los de confiabilidad, generación, mejoramiento y repotenciación.

En el Anexo 2, se amplía el análisis de la asignación de los diferentes fondos: FAER, FAZNI, SGR.

La proyección de recursos que se tiene para los fondos FAER, FAZNI y PRONE hasta el 2021 se puede ver en la Tabla 7.

Tabla 7. Proyección de recaudo de recursos de los Fondos 2016-2021 -constantes?

FONDO	FAER	FAZNI	PRONE
AÑO	RECAUDO	PROYECCION INGRESOS	RECAUDO
2016	\$ 129.276.611.775	\$ 125.095.779.156	\$ 106.331.412.282
2017	\$ 133.180.765.451	\$ 128.873.671.686	\$ 109.542.620.933
2018	\$ 137.202.824.567	\$ 132.765.656.571	\$ 112.850.808.085
2019	\$ 141.346.349.869	\$ 136.775.179.400	\$ 116.258.902.490
2020	\$ 145.615.009.635	\$ 140.905.789.817	\$ 112.850.808.085
2021	\$ 150.012.582.926	\$ 145.161.144.670	\$ 116.258.902.490
ACUMULADO	\$ 836.634.144.223	\$ 809.577.221.300	\$ 674.093.454.365

Fuente: MME y Elaboración UPME.

II. Seguimiento a la planeación indicativa

Al igual que la metodología para la estimación del ICEE, la UPME ha replanteado diferentes aspectos en la metodología para la elaboración del PIEC, en la Tabla 8 se relacionan los más destacados.

Tabla 8. Cambios metodológicos al PIEC

Aspecto	PIEC 2010-2014	PIEC 2013-2017	PIEC 2016-2020
ICEE	Estimación a nivel urbano y rural por y en SIN y ZNI por municipio	Estimación a nivel urbano y rural por municipio con fuente Operador de Red, IPSE, proyecciones de población censo DANE 2005, y con un supuesto se distribuyó a nivel de centro poblado de manera uniforme.	Se dispuso herramienta para la captura de información (urbano y rural) a nivel de SITIO UPME. Inclusión de información de las encuestas PERS e inclusión de fotointerpretación para la validación de la ubicación espacial en dos Departamentos.
Demanda mensual		Para interconexión 92 kWh/mes. Para solución aislada con diésel se aplicó la Resolución 182138 de 2007.	92 kWh/mes para todas las soluciones y 24 horas de servicio. En proyecto la inclusión de demanda mensual por pisos térmicos conforme a los resultados de los análisis de las encuestas PERS.
Solución de Interconexión		Se optimizó el proceso espacial de búsqueda de ruta óptima de menor costo desde la subestación a cada Centro Poblado.	Se optimizó el proceso de ruta óptima con criterio multietapa y ponderación por distancia y demanda a atender. Asimismo se incluyó la optimización con un módulo de flujo de carga. En proyecto la utilización de redes existentes georreferenciadas.
Comparación de alternativas	Interconexión vs diésel 24 horas	Interconexión vs diésel según Resolución 182138 de 2007.	Compara varias alternativas con generación renovable excepto hidroeléctrica a pequeña escala, el cual está en proceso de inclusión.
Escenarios		Se plantearon varios escenarios de variación del Dt para analizar el aumento de cobertura vía incremento tarifario.	Por definir con MME.
Metas de cobertura		Se surtió un proceso de concertación de metas de cobertura con Operadores de Red a partir de las cuales presentaron su Plan de Expansión –PECOR- y la UPME consolidó un Plan de Cobertura – PEC.	Depende del régimen regulatorio que se adopte.

Fuente: Elaboración Grupo Cobertura - UPME.

Consecuentemente los resultados de los últimos tres planes PIEC 2010-2014, PIEC 2013-2017 y PIEC 2016-2020 se han visto afectados por dichos cambios metodológicos que puede no hacerlos del todo comparables, sin embargo en la **Tabla 9** se hace una síntesis de los resultados generales más relevantes:

Tabla 9. Resultados últimos tres Planes - PIEC

	2010-2014	2013-2017	2016-2020
Año base	2009	2012	2015
ICEE total año base	94.9%	96.1%	96.9%
Viviendas sin servicio total	562.074	470.244	425.215
Inversión total para la universalización	3.362.669	4.318.858	5.029.201
Cobertura alcanzable al final del periodo con recursos disponibles en los Fondos para el periodo	95.97%	96.78%	
Cobertura alcanzable al final del periodo con recursos disponibles en los Fondos + Recursos Privados	97.21%	97.45%	

III. PIEC 2016-2020

Este capítulo contiene la descripción general de la metodología empleada para la elaboración del PIEC 2016-2020, se resalta el mejoramiento de la metodología para la estimación del ICEE; el mejoramiento en el modelo de optimización de la alternativa de expansión de redes de distribución y la incorporación de otras alternativas de generación con fuentes no convencionales como: solar fotovoltaica, eólico y sistemas híbridos con generación diésel. En una versión posterior se incluirá el análisis de las centrales hidráulicas a pequeña escala. Por último los resultados nacionales de aplicar dicha metodología.

3.1 Índice de Cobertura de Energía Eléctrica – ICEE

3.1.1 Metodología de cálculo

El Ministerio de Minas y Energía designó a la UPME la estimación del ICEE, por lo cual en cumplimiento de esta función para el periodo comprendido entre 1995 a 2008 se estimó la cobertura sólo para el SIN y a partir de 2009 se modificó la metodología y se incluyó en los cálculos las viviendas que cuentan con servicio de energía eléctrica en la zonas no interconectadas, a las cuales se les brinda el servicio en su mayoría por medio de soluciones con plantas de generación diésel y en periodos de tiempo menores a las 24 horas.

En el 2009 se replanteó la metodología y se empezó a realizar los cálculos a nivel de municipio tanto urbano como rural, agregando posteriormente a nivel departamental y nacional. En el 2015, con la disposición de otras herramientas de parte de la UPME, como es el reporte de Sitios y los PERS hasta la fecha finalizados (Nariño, Guajira, Chocó y Tolima) y en ejecución (Choco, La Guajira), se ha replanteado dicha metodología al incorporarse mayor detalle tanto espacial como de información desagregada, razón por la cual se evidencia mayores problemas de consistencia de la información, viendo la necesidad de realizar un censo, sin embargo por su alto costo se han evaluado otras alternativas por el ejemplo la fotointerpretación, como se ha realizado con la alta Guajira y parte del Choco.

Es así que la calidad de la estimación del índice de cobertura depende de los insumos de información como son: proyecciones de población por Municipio a partir del censo DANE 2005, información reportada por los Operadores de Red, el IPSE y Entidades Territoriales; así como la validación que se realiza con otras fuentes como PERS, en otros casos con Censo Agrario Nacional 2015, Sisben, e imágenes satelitales.

La metodología para la estimación del ICEE, se amplía en el Anexo 3.

Para el año 2015 el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica –ICEE- a nivel nacional fue de 96,96%, en la desagregación urbana y rural la cobertura alcanzó el de 99,72% y 87,83%, respectivamente. Para un déficit de 425,212 viviendas sin servicio de energía eléctrica.

3.1.2 Ubicación geográfica de los Sitios

A julio de 2016, la UPME cuenta con 20.185 sitios disponibles en la base de datos, los cuales se han obtenido con base a un proceso metodológico para crearlos y validarlos espacialmente, el cual puede consultarse en el Anexo 4. Esta cantidad de SITIOS incluye los centros poblados con fuente Dane, más localidades con fuente IPSE así como información resultado de los análisis de las encuestas PERS de La Guajira, Tolima, Choco.

El proceso de validación de esta información es continuo por lo cual se ha dispuesto en <http://sig.simec.gov.co/SitiosUpme/> una herramienta para que las Entidades Territoriales reporten la información de la ubicación y cantidad de viviendas (con y sin servicio) en cada uno de los SITIOS de su territorio, para el cual debe solicitar usuario y contraseña a la Unidad.

Por lo anterior, reiteramos nuestra invitación en especial a los Operadores de Red para que sean gestores conjuntamente con las alcaldías y otras instituciones de su región a fin de conseguir mejores resultados en esta información en un menor tiempo; Como resultado de este llamado, desde que se publicó la circular UPME con la solicitud de la información para el PIEC, CENS ha gestionado con los municipios de su área de influencia para obtener y validar esta información razón por la cual a la fecha se han registrado nuevas veredas que no disponíamos en nuestra Base de Datos.

Dicha metodología fue base para que el consultor del contrato de la Banca de Inversión realizará ajustes incluyendo un proceso más riguroso de fotointerpretación con imágenes adquiridas para parte de los departamentos de La Guajira y El Choco y obtuviera un notable incremento de las viviendas que no se observa en otras fuentes de información, asimismo cruzó con otras fuentes de información como Sisben, Censo Agrario Nacional, ICBF, entre otros y pudiera concluir para cada región una cifra superior a la inicialmente presentada en el PIEC 2013-2017. El detalle de este proceso se puede consultar en el Anexo 5.

Como puede observarse se ha realizado un trabajo conjunto principalmente en los tres departamentos mencionados, sin embargo es necesario avanzar hacia la georreferenciación a nivel de usuario dado que la solución tecnológica más precisa se logra conociendo la localización espacial de un usuario o de cada grupo de ellos.

3.1.3 Evolución del ICEE

El índice de cobertura de energía eléctrica se establece como la relación entre las viviendas que cuentan con el servicio de energía eléctrica (usuarios) y las viviendas totales.

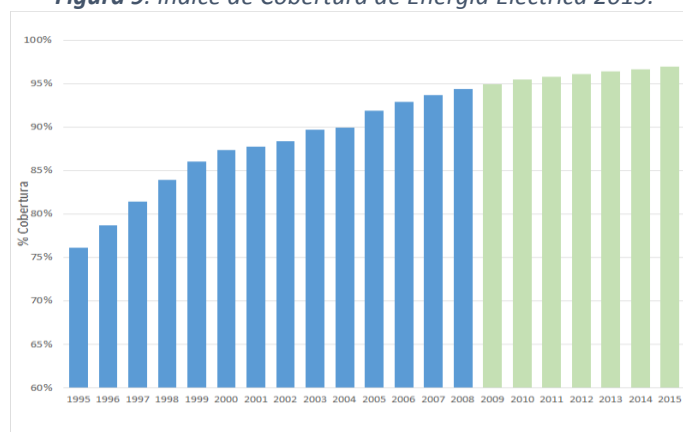
$$ICEE_{ij} = \frac{VCS_{ij}}{V_{ij}} \times 100\%$$

Donde:

- VCS:** viviendas con servicio
- V:** viviendas totales
- i:** periodo de análisis;
- j:** municipio, departamento, región

Con los cambios metodológicos expuestos en el numeral 3.1.1, la evolución de la cobertura se presenta en la **Figura 9**. Es de anotar que para el periodo 2009-2015, la cobertura se ha incrementado en un 1.7%, mientras que el crecimiento poblacional, según las estadísticas del DANE a partir de sus proyecciones del censo 2005, ha sido 6% en este periodo.

Figura 9. Índice de Cobertura de Energía Eléctrica 2015.



Fuente: OR-SUI- DANE, IPSE, resultados de la versión de agosto 2016

El índice de cobertura a nivel departamental se muestra en la **Figura 10**. En la página de la Unidad se dispone de mapas con mayor detalle del ICEE y sus variables asociadas. Como resultado del ICEE, el total nacional de Viviendas Sin Servicio -VSS- (

Figura 11) se estimó en 425.212, dicho dato se convierte en el objetivo del presente Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica.

Figura 10. Índice de Cobertura de Energía Eléctrica y déficit departamental 2015.

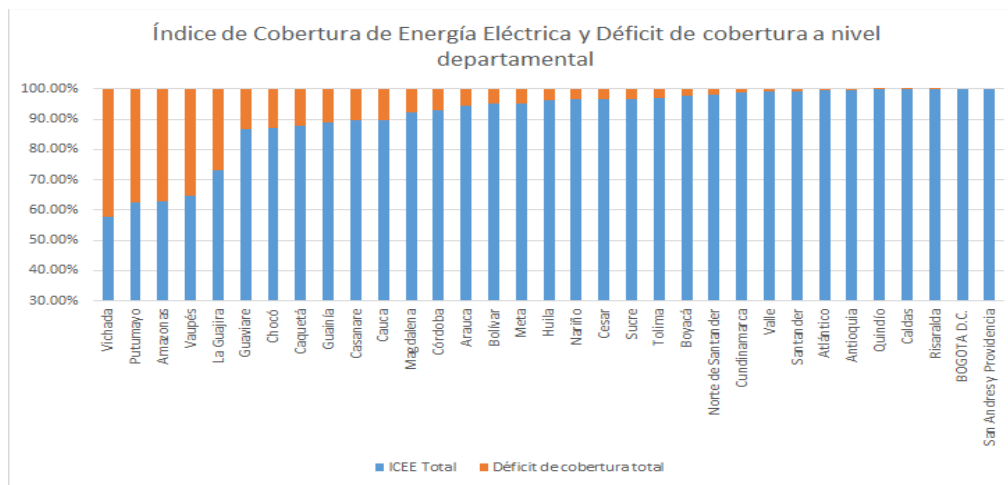
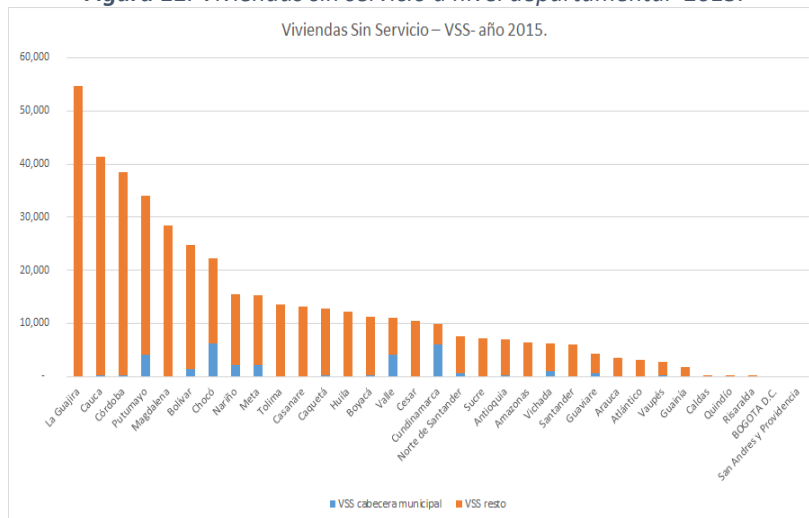


Figura 11. Viviendas sin servicio a nivel departamental 2015.



Fuente: Estimación Grupo de Cobertura, versión agosto de 2016

3.2 Metodología General del PIEC

El principal objetivo del PIEC es cuantificar las inversiones que deben realizarse para alcanzar la universalización del servicio de energía eléctrica, para ello, los análisis del modelo se basan en

la comparación entre varias alternativas de prestación del servicio de energía eléctrica: interconexión al SIN, generación aislada con plantas térmicas diésel, solución solar fotovoltaica, solución eólica y soluciones híbridas, para buscar la alternativa de mínimo costo unitario – CU- para brindar el servicio de energía eléctrica a las 425.212 viviendas que a 2015 no cuentan con dicho servicio.

En este numeral se aborda primeramente las consideraciones de carácter general al Plan, seguidamente los parámetros de las diferentes alternativas para ampliar la cobertura y se finaliza con los resultados de su aplicación a nivel nacional. Los resultados a nivel departamental y municipal pueden consultarse en el servicio web dispuesto en la página de la Unidad.

3.2.1 Consideraciones Generales

A continuación se relacionan los temas de carácter general al Plan como son las restricciones económicas, la curva de demanda basada en la propuesta de lista de electrodomésticos y sus usos utilizada en el modelo y los precios de la red básica de nivel 1 considerada para la estimación de la inversión, entre otros.

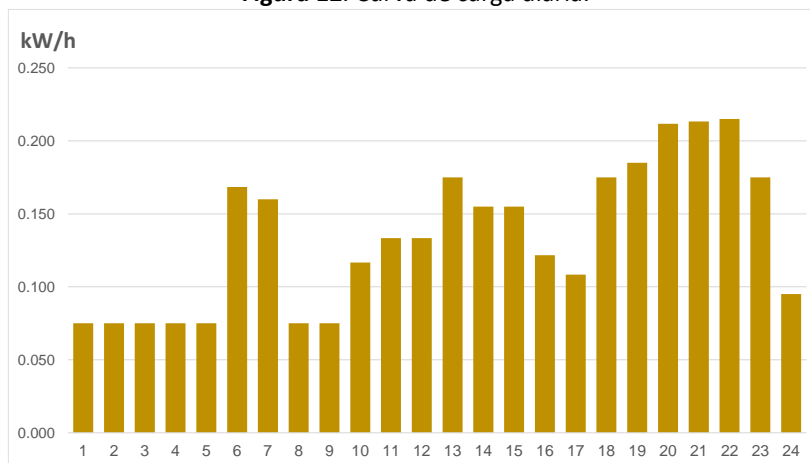
- 1) De acuerdo con lo dispuesto en la **Tabla 3**, los recursos disponibles para la vigencia 2016-2020 ascienden a \$1.4 Billones entre FAER y FAZNI. Es necesario conocer que FENOGÉ también dispone de recursos para proyectos de fuentes no convencionales de energía.
- 2) Curva de carga diaria: Para el actual Plan, basándonos en los resultados de las encuestas de PERS (Nariño, La Guajira, Tolima, Chocó) las cuales fueron analizadas conjuntamente con USAID en el estudio “*Propuesta de integración PIEC – PERS – PEZNI*” y otros análisis realizados por la Banca de Inversión, nos permitimos plantear la curva de carga horaria a partir de la cual se realizan los análisis de las diferentes alternativas en este Plan.

El objetivo de este ejercicio ha sido identificar consumos básicos rurales por lo que las soluciones que se brinden en cobertura del servicio con cualquiera de las soluciones probables deben atender como mínimo los siguientes usos finales:

- Iluminación
- Refrigeración
- Televisión
- Punto de carga de celular
- Un punto adicional que puede ser usado para radio ó portátil.

En la Tabla 10, se presentan los equipos y sus usos finales para suplir dichas necesidades básicas.

Figura 12. Curva de carga diaria.



Fuente: Elaboración propia, Grupo Cobertura-UPME

Tabla 10. Electrodomésticos para la curva de carga

Uso	Equipo	Cantidad	Horas al día	Potencia [W]	Consumo [KWh/mes]
Iluminación	Bombillos	5.00	6.00	11.00	9.90
Fuerza motriz	Licadora	1.00	0.17	400.00	2.00
Equipos electronicos	TV	1.00	6.00	80.00	14.40
	Celular	1.00	5.00	2.40	0.36
Refrigeración	Nevera	1.00	9.00	180.00	48.60
Otro	Toma	1.00	5.00	100.00	15.00
Total					90.26

En el análisis se estima que el funcionamiento de la nevera es continuo pero interrumpido por los ciclos de encendido y apagado, sin embargo esta se considera como la carga más importante en las simulaciones, ya que impacta altamente en el dimensionamiento del inversor DC/AC y de las baterías. El periodo de operación de este equipo para la curva de consumo fue tomada de la medición continua durante 7x 24 en el marco del PERS Nariño.

Para la curva de carga, podemos apreciar que el pico de la demanda se encuentra ubicado en las horas de la noche, horario en el cual se estima que los integrantes de la vivienda utilicen el

mayor número de elementos eléctricos, este pico se estimó en 215 W, valor importante para el dimensionamiento de la solución.

A pesar que la Resolución UPME 355 de 2004 especifica que el consumo de subsistencia para poblaciones con altura superior a 1000 m sobre el nivel de mar es 173 kWh/mes y 130 kWh/mes para poblaciones con altura inferior a los 1000 msnm, para el presente Plan de acuerdo con los análisis referidos en el anterior párrafo, se supone un consumo mensual de 90 kWh/mes acuerdo con la carga estimada en la tabla 10. En el Anexo 6 se presenta el documento completo con los análisis realizados del valor de consumo dependiendo de los pisos térmicos y el uso de los electrodomésticos eficientes.

- 3) Redes de nivel 1: Para la cuantificación de los costos de las redes de Nivel 1, se continúa con el supuesto de la dispersión de las redes con base al análisis de los proyectos FAER evaluados por la UPME en el periodo 2013-2015, los resultados promedio por ADD se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11. Promedio de metros de red de baja tensión/ vivienda

ADD	Promedio de Metros Red BT/Vivienda
CENTRO	207.02
ORIENTE	392.71
OCCIDENTE	207.02
ELECTRICARIBE	75.10
SUR	157.79
ZNI	207.02

Fuente: elaboración Grupo Cobertura-UPME

Debido a la alta dispersión de las viviendas se obtienen altos costos de inversión de las redes del nivel 1, por lo cual este plan incluye la estimación de las redes de nivel 1 en las mismas condiciones para todas las alternativas donde se considera necesario contar con estas redes, a pesar que la Resolución 057 establece un valor de 96.6 \$/kWh (precios 2012) para el nivel 1 en ZNI.

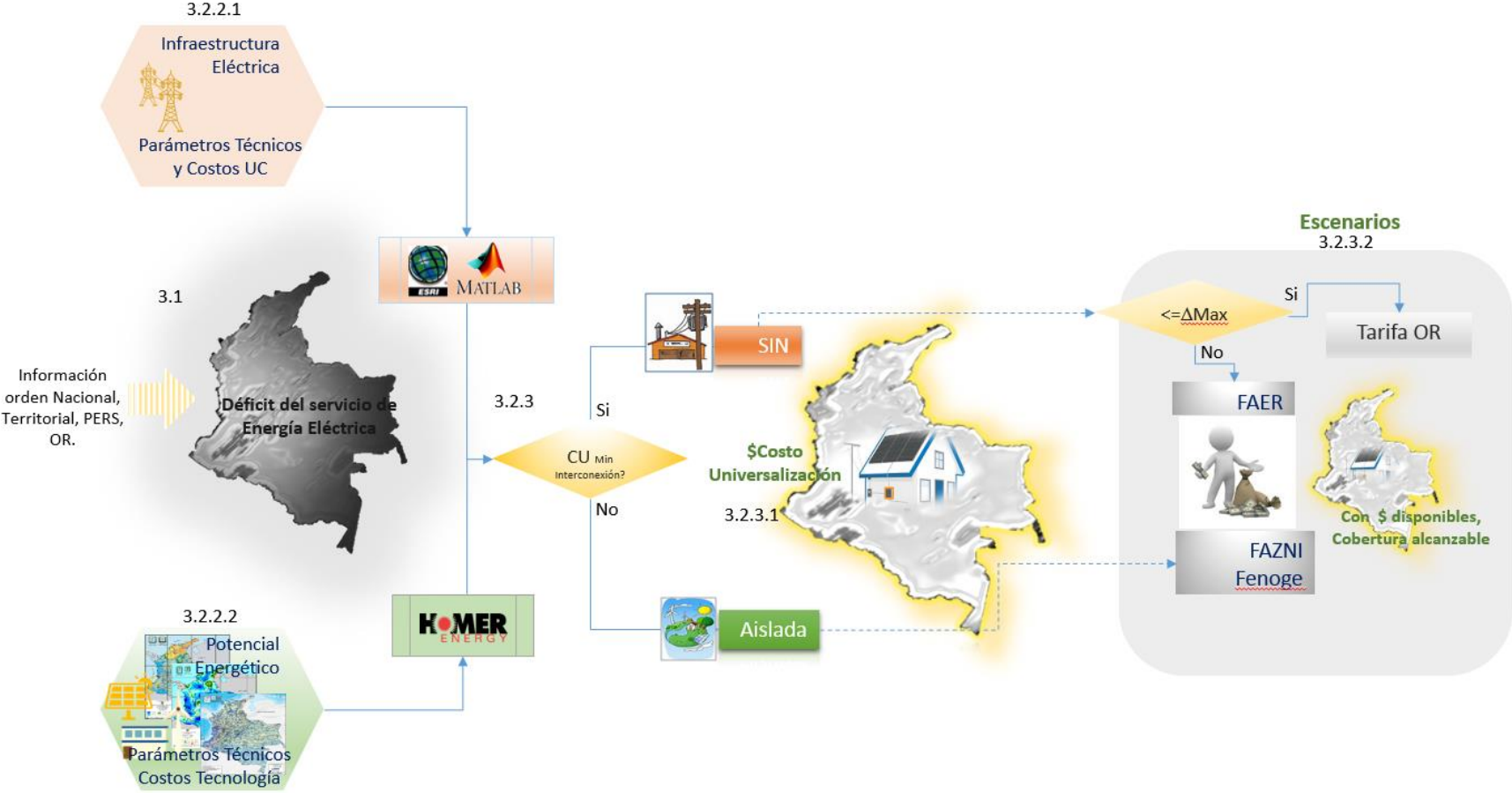
3.2.2 Metodología General

La metodología implementada para el presente Plan, se ilustra de manera esquemática en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** A diferencia de anteriores planes donde se evaluaron solamente la solución de interconexión al SIN vs generación con diésel, en este Plan se incluyen otras alternativas para la prestación del servicio como son la generación solar

fotovoltaica, generación eólica, e híbridos. En una versión posterior, se incluirá análisis de la generación hidráulica a pequeña escala.

A continuación se explica la metodología, para lo cual se incluye la numeración en el esquema. Como se mencionó anteriormente, el Plan inicia con la identificación de las necesidades del servicio en cada SITIO, para cada uno de los cuales se evalúa cada una de las alternativas como se explica en los numerales siguientes.

Figura 13. Esquema General Metodología PIEC 2016-2020



Fuente: Elaboración propia, Grupo Cobertura-UPME, octubre 2015.

3.2.2.1 Solución Interconexión al SIN

Para la alternativa de interconexión al SIN, se utilizaron las mismas unidades constructivas, criterios y restricciones geográficas (cuerpos de agua, vías, relieve y parques naturales actualizadas con la última información disponible) del PIEC 2013-2017 con valores indexados con el IPP al 2015. Sin embargo el modelo SIG para el cálculo de las rutas óptimas, se optimizó como se explicará más adelante.

Si bien la UPME ha solicitado a los Operadores de Red la capa de las redes de distribución de los niveles 1, 2 y 3, aún no cuenta con la información de todos los Operadores de Red con este detalle y se hace necesario estandarizar la solicitud con el fin de tener la información organizada en el base de datos espacial. Consecuentemente el presente plan continúa modelando hipotéticamente las redes de nivel 2 a partir de las 1.169 subestaciones de nivel 34,5 kV y 13,2 kV disponible en la base de datos de la UPME.

Adicional al proceso que se realizó en el PIEC 2013-2017, en este Plan se incluyó la optimización de la expansión de la red eléctrica de distribución, en éste se corre flujo de carga para que la expansión garantice el árbol de mínimo costo a partir de la matriz resultante de la optimización espacial (red hipotética).

Otra de las mejoras incluidas en esta versión, es la asignación de etapas de planeamiento, por un criterio de ubicación geográfica, cercanía a la subestación y requerimientos de energía, asignándose una etapa a cada Sitio que está dentro del área de influencia de la subestación. De este modo se identifica que los nodos cercanos a la subestación se ubican en etapas iniciales así como nodos con grandes demandas de energía tendrán prioridad, los nodos más alejados de la subestación ocuparan las últimas etapas. El proceso para la selección de esta alternativa se amplía en el Anexo 7.

3.2.2.2 Solución Aislada

Generación diésel

Al igual que el PIEC 2013-2017, para la evaluación de esta alternativa se considera el valor de la inversión de una planta para la atención de la demanda de cada sitio, incluyendo las redes de nivel 1 de forma similar a la evaluación de interconexión con sus correspondientes AOM. Complementando lo dispuesto en el Plan anterior en el cual se utilizó la Res. 057 de 2009, en esta versión se incluye la planta de 5kW.

De otra parte, se mejoró la metodología en cuanto a la estimación del costo y transporte de combustible a partir de la información disponible por la CREG para las ZNI y de la estructura de precios en las principales ciudades, como puede apreciarse en el Anexo 8.

Generación aislada con otras fuentes

Si bien la solución de energización necesita de detalle de ingeniería local, para efectos del PIEC se han tenido en cuenta parámetros tales como la radiación solar y la velocidad del viento del lugar⁶, la cantidad de viviendas, el consumo base rural según lo referido en el numeral 3.2.1, y un porcentaje adicional por la dificultad de acceso a las poblaciones rurales, para cuantificar así de manera indicativa las posibles soluciones que pueden darse en cada Sitio.

Para hacer comparables las soluciones desde el punto de vista técnico, se consideró los elementos base para la solución que se presente en la tabla 12. Sin embargo al momento de dimensionar la solución de cada proyecto, debe realizarse la ingeniería de detalle del sistemas a la medida para soluciones aisladas y considerar entre otras variables por ejemplo, la capacidad de pago y la disponibilidad de adquirir electrodomésticos e iluminación eficientes, entre otras.

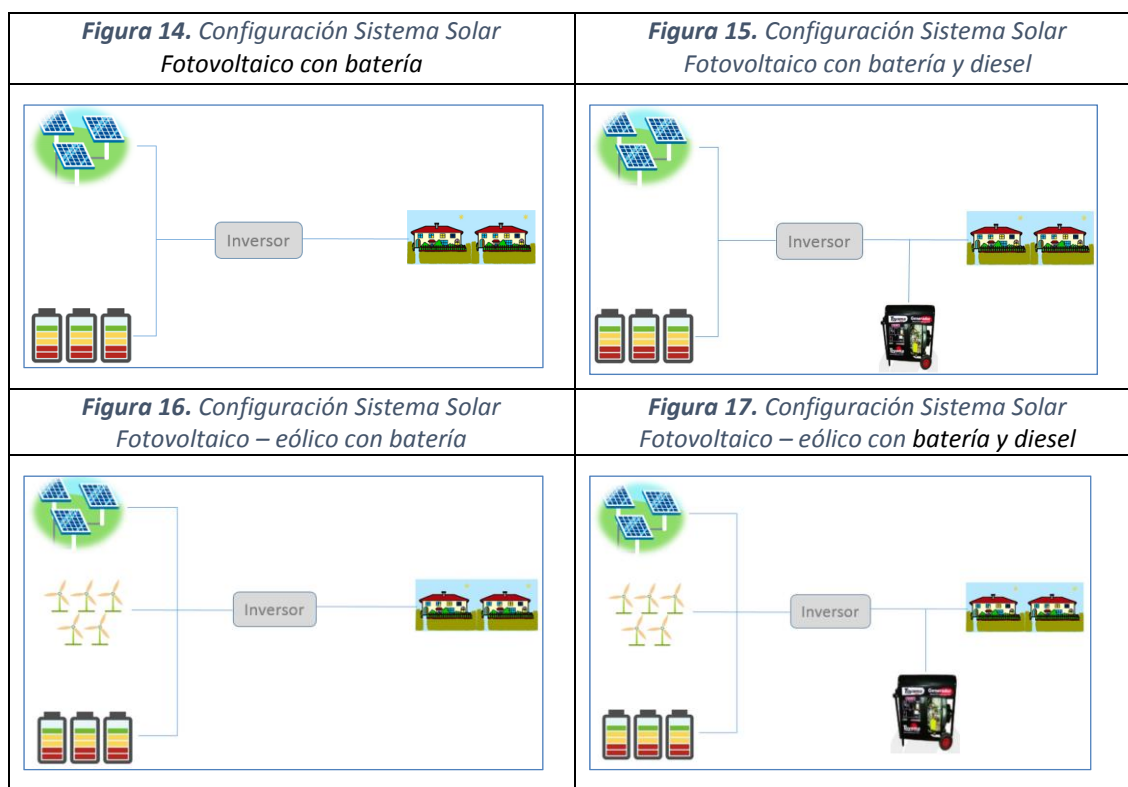
De acuerdo con información de las soluciones implementadas en otras regiones rurales del mundo así como algunas experiencias nacionales, consideramos incluir en la elaboración del presente Plan, i) La solución en corriente alterna - AC- para facilitar el acceso al mercado de electrodomésticos, ii) Autonomía de baterías mínima de 2 días lo cual ocasiona mayor inversión, más baterías y por consiguiente aumenta el peso que se verá reflejado en el costo de transporte, también variará el tiempo de ejecución de obra por vivienda; iii) La solución planteada ofrece una solución a las necesidades básicas de iluminación, comunicación y refrigeración. Sin señalar con esto que todas las soluciones deban ser de estas características, solo es para efectos de cuantificar las inversiones para el Plan.

Aunque hay una alta gama de marcas, calidad y precios en el mercado, se cotizó diferentes opciones a fin de estimar un costo razonable desde el punto de vista del Estado, por lo tanto

⁶ Obtenidos de los Atlas realizados por la UPME con otras instituciones como el IDEAM.

cabe resaltar nuevamente que el Plan es netamente Indicativo y consecuentemente deberá hacerse la ingeniería de detalle para la presentación y ejecución de este tipo de proyectos.

Las siguientes gráficas muestran esquemáticamente las diferentes soluciones que se consideraron en las alternativas con fuentes renovables de generación en el presente Plan.



En la generación híbrida, al igual que las anteriores alternativas, el software de simulación determina la solución óptima analizando los costos y la participación de cada fuente para la configuración de la mejor solución de electrificación, basándose en el aprovechamiento óptimo del recurso solar y eólico. Así se plantean diferentes sistemas híbridos los cuales combinan las tecnologías antes mencionadas, dependiendo de las condiciones de los recursos en las diferentes regiones del país. Los sistemas híbridos pueden tener múltiples configuraciones en función de la participación de cada fuente con el objetivo de suplir la demanda al menor costo.

La siguiente información corresponde a los parámetros técnicos y precios a 2015, datos de entrada al software de optimización para las soluciones renovables e híbridas.

Tabla 12. *Parámetros técnicos y precios a 2015 de elementos básicos para las soluciones.*

	Precio 2015 \$
Panel Monocristalino 250 W	1,380,168
Regulador Mornigstar 20amp12volt ref SS20L	380,000
Inversor Prowatt 1000W 12V	1,350,000
Baterías 205 Amp AGM	890,000
Aerogenerador TGWT-1000	3,849,000

Adicionalmente se incrementó un valor de 40% para la instalación y el transporte en las zonas rurales. Con esta información más el valor de la radiación y velocidad así como con la curva de demanda, el software de optimización estima la solución económica más viable para cada Sitio.

En el Anexo 9, se presente un caso para una población de 10 viviendas y otra población de 50 viviendas con diferentes potenciales. Asimismo en la página de la UPME puede consultar la información de los resultados de todas las posibles soluciones en cada SITIO.

3.2.3 Determinación de la mejor alternativa para la ampliación del servicio de cobertura de Energía Eléctrica

Una vez se tiene el correspondiente costo de las inversiones en cada SITIO, el AOM y por supuesto la demanda anual atender, tanto de la interconexión como cada una de las soluciones aisladas mencionadas en el numeral anterior, se calcula el costo unitario de cada una de éstas.

$$CU = \frac{CAE(Inversión) + AOM}{Demanda Anual}$$

Para el caso de las soluciones renovales, la estimación del CU se realiza en el software de optimización.

Al comparar el costo unitario de prestación del servicio de energía –CU- [\$/kWh], de la solución de interconexión estimado con la información del operador de red que atendería dicha demanda vs el CU de las demás alternativas, se toma la decisión por el mínimo valor, es así que sí se cumple la siguiente expresión,

$$CU_{modificadoOR} \leq CU_{alternativa}$$

Es viable que el SITIO pueda conectarse a la red, es decir la mejor alternativa es la interconexión, de lo contrario debe ser la solución aislada de mínimo CU.

3.2.3.1 Estimación de la inversión para la universalización

Calculados los costos de inversión de las alternativas escogidas para cada uno de los SITIOS, se estima el valor total de la inversión de redes de todos los SITIOS a los cuales les resultó como mejor alternativa la interconexión y el valor total de la inversión de las otras alternativas para aquellos SITIOS a los cuales les dio como resultado esta otra opción.

3.2.3.2 Escenario con recursos disponibles

Con la evaluación que se realizó en el Plan 2013-2017 y el análisis de los resultados de este Plan se corrobora que los recursos del Estado aún son insuficientes para lograr la universalización, por lo cual se propone incluir un factor de ponderación de energías renovables en la priorización para la distribución de recursos públicos por municipio del artículo 1 de la Resolución MME 180716.

Considerando además los recursos que se puedan llegar a asignar por medio del Plan Pazcífico así como al ASE Guajira y Chocó, se puede estimar de forma general cuánto sería la inversión que pueden llegar hacer los Operadores por medio de la tarifa, asimismo estimar de forma general cuánto se dispone del SGR para ampliar la cobertura. Sin embargo, estos escenarios quedan a consideración y solicitud de parte del Ministerio de Minas y Energía.

Finalmente y considerando que se realicen las inversiones mencionadas, se determina el aumento de cobertura nacional alcanzable en el período 2016-2020.

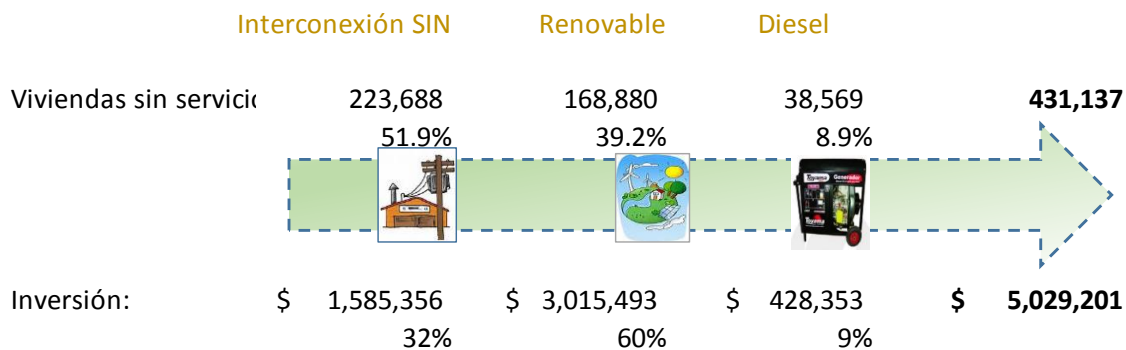
3.3 Resultados

Con la aplicación de la metodología planteada para este Plan se obtienen los siguientes resultados:

- 1) Sitios susceptibles de interconectarse y aquellos que deben tener prestación de servicio aislada en este quinquenio (Interconectables y no interconectables).
- 2) Costo para lograr la universalización del servicio de cobertura, desagregada por cada una de las soluciones para cubrir las viviendas que a 2015 no contaban con servicio.
- 3) Costos de las soluciones a nivel de Sitio, municipio, departamento, resultados que se dispondrán por medio de mapas y consultas en la página de la Unidad.

Para lograr la universalización del servicio de energía es necesario aproximadamente \$5,03 Billones de pesos, de los cuales el 32% corresponde para interconexión al SIN, y el restante 68% para soluciones aisladas incluidas las soluciones con diésel que para algunas localidades, que seguramente cuando se disponga de mejor información la alternativa puede variar.

Figura 18: Resultados generales PIEC 2016-2020



Los resultados del PIEC son extremadamente sensibles a la georreferenciación de los SITIOS y a su cantidad de viviendas, tendiendo a establecer soluciones interconectadas o con generación diésel para viviendas agrupadas y soluciones renovables en casos aislados. Al respecto, se presume que por la insuficiencia de información es posible que los resultados asuman un número de usuarios agrupados mayor que el real y en consecuencia se obtengan resultados con mayores proporciones en soluciones interconectables que con soluciones aisladas.

En los siguientes mapas puede apreciarse la distribución espacial de la mejor alternativa en cada SITIO (Figura 19) y la distribución espacial por municipios (Figura 20) de la inversión total necesaria para lograr la universalización del servicio. En el Anexo 10, se incluye resúmenes de los resultados departamentales.

Figura 19. Resultados PIEC 2016-2020 a nivel de Sitio UPME.

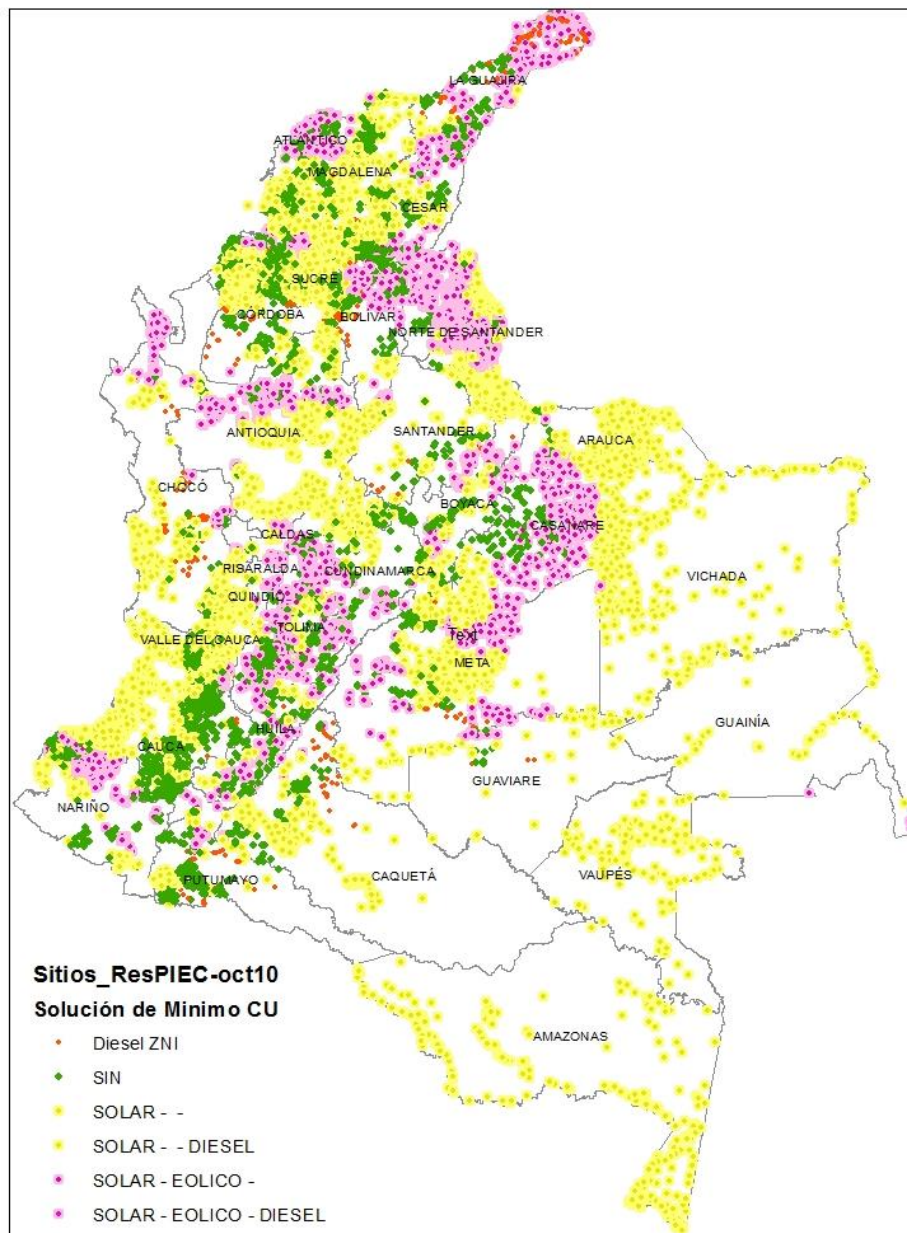
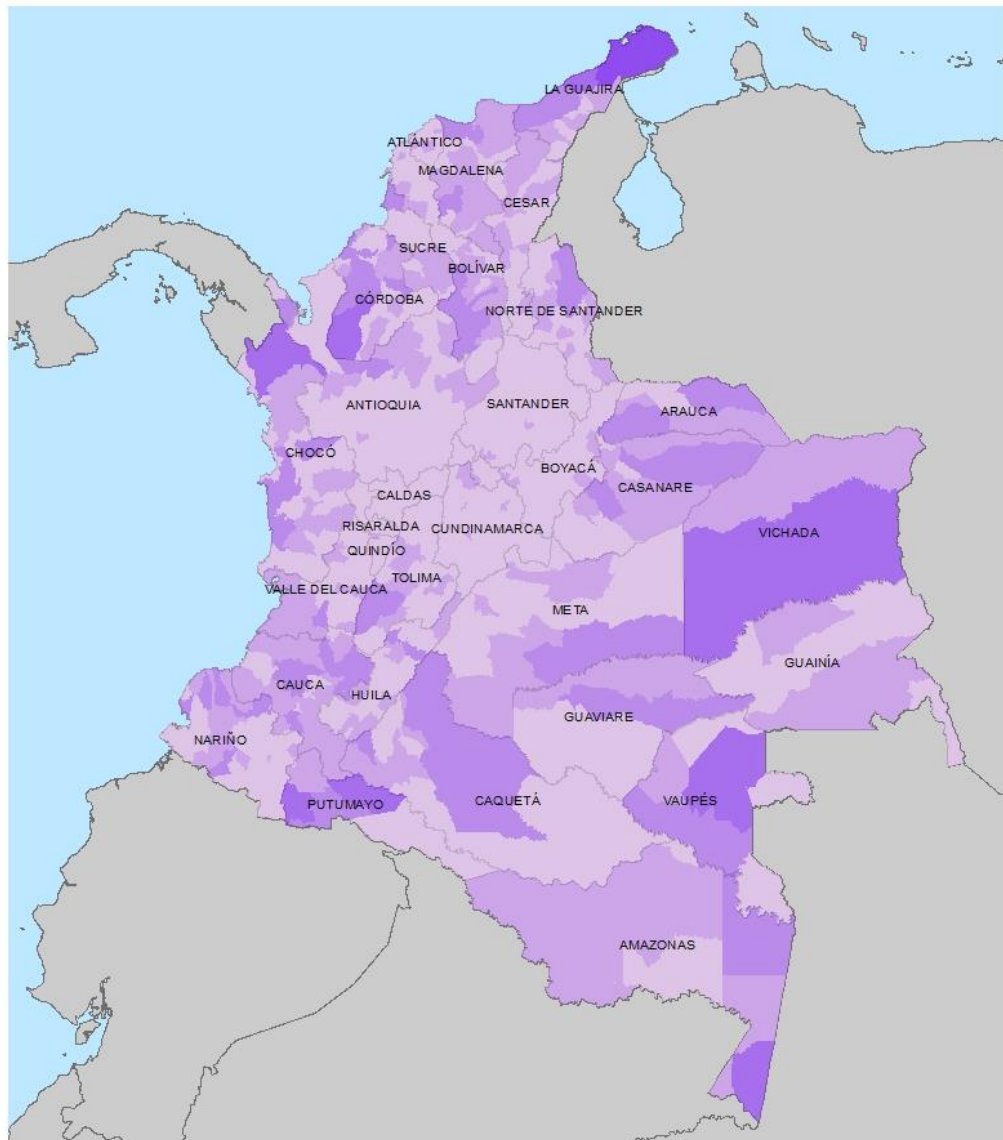


Figura 20. Resultados PIEC 2016-2020, inversión a nivel municipal para lograr la universalización.-Actualizar



Inversión para la universalización del servicio de energía eléctrica

Millones \$	\$ 11.042 - \$ 29.895
\$ < \$ 3.352	\$ 29.895 - \$ 76.876
\$ 3.352 - \$ 11.042	\$ 76.876 - \$ 537.848

Fuente: cartografía básica IGAC;
 Elaboró: Grupo Cobertura
 Origen: Magna Colombia Bogotá
 Datum: Magna WGS84

0 30 60 120 180 240
 Kilometers
 1:8'200.000

IV. Lineamientos de Política

Si bien desde la promulgación de las leyes 142 y 143 de 1994 se ha buscado el acceso universal al servicio de energía eléctrica y con base en la constitución, sustentado en los principios de equidad y solidaridad, los subsidios han sido uno de los mecanismos empleados para apalancar esta cobertura, aún no se logra la meta de alcanzar el 100% de la cobertura. En particular se trata de usuarios dispersos y rurales. Adicionalmente hoy en día algunos aspectos presentes a principios de la década de los 90, cuando se determinaron las metas de cobertura y universalización del servicio han cambiado.

Colombia con la adopción de acuerdos internacionales como los compromisos de la Naciones Unidas de los Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS, el programa de energía sostenible para todos SE4ALL, la intención de entrar a la OCDE, los compromisos de reducción de emisiones de GEI entre otros, ha empezado a incorporar metas ambiciosas en eficiencia energética, participación de fuentes renovables no convencionales, cobertura y acceso universal del servicio de energía eléctrica; además dentro del escenario de post conflicto el desarrollo y productividad rural van a tener una importancia marcada, con la intención del Estado de tener presencia en regiones a las que históricamente no tenía acceso y por último en un escenario globalizado donde muchas tecnologías han adquirido madurez en su desarrollo, han tenido reducciones importantes en los costos y han mejorado sus eficiencias y con rápidos avances y evolución en este frente.

Todos estos aspectos deben tenerse en cuenta en la formulación de los lineamientos de política para lograr la cobertura universal de la mano con desarrollo rural productivo y un impacto importante en la calidad de vida de aquellos hogares que no disponen de este servicio.

A continuación se presentan algunas recomendaciones para tener en cuenta en la formulación de la política.

3.1 Consumo de subsistencia

Es recomendable realizar una actualización al estudio del consumo de subsistencia que permita por un lado revisar los usos prioritarios y básicos que se tienen en la actualidad, determinar si los lineamientos de políticas transversales buscan incluir otros, por ejemplo uso masivo de tabletas o computadores, y sobre todo tener en cuenta las mejoras tecnológicas en términos de eficiencia que los equipos de uso final han tenido en los últimos años. Con base en la información recopilada en los PERS es posible identificar que el consumo rural es mucho menor que el consumo de subsistencia actual, adicionalmente ha sido posible identificar que se tienen consumos ineficientes en iluminación, refrigeración y TV dado que los equipos son viejos, de tecnologías obsoletas y con altos consumos energéticos, por ultimo dados los costos de

prestación del servicio y la necesidad del generar un salto en calidad de vida que es realmente el objetivo en la prestación del servicio, se recomiendan las siguientes líneas de acción:

- Actualizar y revisar las bases del estudio del consumo de subsistencia, incluyendo las diferencias que puedan existir a nivel rural y urbano. Este estudio debe revisar en los usos finales de energía y las eficiencias de estos equipos. Además se debería evaluar el consumo de manera periódica, al menos cada 5 años, dados los rápidos cambios tecnológicos.
- Si los resultados del estudio arrojan consumos menores a los actuales se recomienda una política de desmonte de subsidios, la que debe articularse con las políticas de eficiencia energética. De manera articulada, se debe generar un programa de sustitución de electrodomésticos.

3.2 Demanda no residencial

Es de anotar que para los planes hasta ahora elaborados, se ha considerado como demanda solo la parte residencial, sin embargo, es muy pertinente en futuros planes incluir además de la demanda residencial otros usos de la energía como por ejemplo centros de salud, centros de educación, procesos productivos a pequeña o mediana escala que mejoren la calidad de vida de sus habitantes.

3.3 Consulta previa

Dado que las poblaciones que se estima tienen déficit del servicio de energía, hay un alto porcentaje de poblaciones étnicas, es necesario considerar el proceso de consulta previa. Sin embargo no es obligatorio que la consulta previa se realice antes de la convocatoria pública que organice el MME, pues no se trata de una convocatoria para un proyecto, obra o actividad específica, sino de una convocatoria para la prestación de un servicio público. Ahora bien, dicha consulta si debe agotarse, debido a la información que se tiene sobre presencia de comunidades étnicas en Guajira y Chocó, y la debería realizar el inversionista seleccionado cuando ejecute proyectos, obras o actividades dentro del marco de prestación del servicio público. Consulta que tendría implicaciones para el inversionista, en el cronograma y financieras. Por ello lo más recomendable es contar con la respectiva certificación de la DCP, previa a la convocatoria pública, para que sea informado a todos los potenciales inversionistas que se encuentran ante unas obligaciones de agotamiento de consulta previa.

3.4 Eficiencia energética

El país ha empezado a adquirir compromisos importantes en metas de eficiencia energética, se ha trabajado desde 2001 en creación de planes, programas y articulación institucional para

mejorar la eficiencia en los usos finales de la energía, dentro de las líneas de acción prioritarios para el sector residencial se han identificado la refrigeración y la iluminación como usos importantes, en los cuales hay un potencial relevante para ahorro en consumos de energía.

Generalmente los costos de las inversiones en equipos eficientes son mayores que en tecnologías obsoletas, por lo que su penetración es menor en los hogares de bajos ingresos, además el tener acceso a la energía subsidiada hace que se perciba un menor costo de la energía que el precio real, lo que no hace prioritaria la eficiencia energética. En estos hogares generalmente están teniendo sus consumos básicos a partir de equipos de uso final ineficientes, en particular en el caso de la nevera, que es el electrodoméstico con mayor relevancia en el consumo de los hogares. Además este equipo tiene una vida útil muy larga, por lo que es posible encontrar neveras de más de 20 años de uso, y finalmente se ha observado que es un electrodoméstico que puede ser reutilizado por usuarios rurales, cuando estos se reemplazan en las ciudades, haciendo que su usos en zonas dispersas sea aún más ineficiente, en las que el costo para el Estado en subsidios es más alto.

Con los programas de etiquetado y eficiencia energética se busca avanzar en esta materia permitiendo que los usuarios puedan tomar una decisión de compra más informada, sin embargo sería posible la articulación de los programas de eficiencia energética con los esquemas de subsidios con el fin de acelerar esta penetración, tener un impacto en la reducción del consumo de los hogares y tener una reducción en la carga fiscal de los subsidios, mediante un programa de reemplazo de electrodomésticos ineficientes por eficientes, específicamente en iluminación, neveras y televisores.

Adicionalmente una política masiva de reemplazo de electrodomésticos podría tener un impacto muy positivo en el crecimiento de la oferta y por tanto en la reducción de precios de estos equipos lo cual beneficiara no solo a las familias de bajos ingresos sino a todos los usuarios en general. El reemplazo de los electrodomésticos puede ser financiado mediante el ahorro que se genera entre los actuales montos del consumo subsidiado y el consumo con los equipos eficientes, en un periodo de tiempo relativamente corto, por ejemplo 5 años; una vez realizada la sustitución, se realiza la reducción del consumo de subsistencia.

Finalmente este programa masivo tendría un impacto importante en el consumo de electricidad del sector residencial en el país, por lo que al hacer una evaluación más detallada de la misma se deberán considerar estos beneficios, como reducción de los picos de demanda, aplanamiento de curva entre otros.

Se recomienda que desde los mismos planes de inversión que presenten los Operadores de Red hasta la implementación de los proyectos de energización y/o electrificación se estimule el uso

racional y eficiente de energía, de forma educativa se puede impactar en el consumo rural y consecuentemente hacer mejor uso de los recursos Estatales.

3.7 Instalaciones internas y medición

Desde el punto de vista normativo, en conclusión, se propone que se estudie la posibilidad de expedir un Decreto Reglamentario para aclarar el concepto de conexiones domiciliarias y resolver ciertas contradicciones entre Decreto 1073 de 2015 y la Resolución 181072 de 2008 en relación con el trámite para la contratación de áreas de servicio exclusivo.

Si bien es cierto que la obligación de Estado es garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de forma sostenible y con costos eficientes, se ha identificado que para lograr la cobertura de “la última milla” hay dos aspectos que son complejos y que en ocasiones ha impedido el desarrollo de proyectos de cobertura; el primero es el de instalaciones internas y el segundo son los medidores. Por ley estos equipos son del usuario final, es decir ni el OR ni el estado, pueden hacer inversiones en estos equipos, pero dado que se habla de hogares rurales dispersos y de bajos ingresos estos hogares no están en capacidad de hacer inversiones que pueden ser del orden de 1-3 millones de pesos en instalaciones internas que cumplan con el RETIE, que es el requisito legal para poder ser conectados.

En cuanto al medidor si se busca incursionar en tecnologías de medición inteligente su costo es mayor y nuevamente estos usuarios no podrán acceder, con la tecnología convencional del medición en los usuarios dispersos y aislados se puede incurrir en un mayor costo de prestación del servicio para las empresas, en cuanto a costos de lectura, facturación y gestión comercial en general, reduciendo aún más el interés por parte de estas en prestar el servicio a estos usuarios dado los altos costos y bajo recaudo que se tiene. Hoy en día existen tecnologías prepago, o de lectura remota que permitirían hacer una mejor gestión comercial de estos usuarios, pero dado que las empresas no pueden incluir los medidores dentro de sus inversiones en activos de distribución para la remuneración del servicio, no tendrán interés en invertir en estos activos.

Las recomendaciones para resolver estos aspectos son:

- Para las instalaciones internas articular recursos de otras entidades como regalías, o DPS
- Revisión de las políticas de los fondos para determinar si para estos usuarios rurales dispersos, es posible incluir las instalaciones internas con el fin de dar cumplimiento al RETIE
- En relación a los medidores, revisar la regulación tarifaria para poder incluir los medidores como activos de distribución
- Articular programas de desarrollo rural sostenible y nuevas tecnologías para las inversiones en los medidores

- Incluir como estrategia de sostenibilidad de los esquemas la medición inteligente, remota o prepago y por tanto financiarla mediante los recursos de los fondos.

3.8 Redes de Nivel 1

Con base a los análisis realizados de los costos de inversión del N1, la UPME se permite proponer que éstos sean cubiertos de la siguiente manera: la parte que reconoce la tarifa sea cubierta por el OR como se hace usualmente y el excedente se costee por medio del FAER. Una vez restado esta inversión de parte del FAER, se distribuya de acuerdo con la priorización mencionada en el párrafo anterior.

3.9 Coordinación intersectorial e interinstitucional

Es importante considerar que el acceso a la energía eléctrica debe estar articulada con otras políticas del Estado, ya se mencionó la importancia de la articulación entre la política de subsidios, la regulación, los incentivos adecuados a los prestadores de servicios y la de eficiencia energética, de tal manera que este aumento de cobertura se dé para cubrir las necesidades básicas, de una manera eficiente y logrando mayor cantidad de usuarios beneficiados, logrando a su vez una reducción los consumos de subsistencia. Esto por supuesto requiere de lineamientos de política claros y articulación de estrategias e instituciones que no siempre se da en los diferentes sectores.

Desde el Ministerio de Minas se tiene el compromiso político de lograr la cobertura universal para 2030, y de aumentar la cobertura en 173.000 usuarios para 2018, estas son metas ambiciosas pero logrables, mediante la coherencia de políticas de tal manera que la prestación del servicio sea sostenible, que los hogares beneficiados tengan un impacto positivo en su mejora de calidad de vida, pero también en la productividad, generación de ingresos y reducción de la pobreza.

De igual forma se deben buscar alternativas y crear esquemas que flexibilicen la prestación tradicional del servicio, como mecanismos de recaudo prepago, participación de la comunidad, que por ejemplo permitan cobrar por tiempo en lugar de energía.

Articulación de fondos y recursos para energización rural, existen diferentes fuentes de financiación de estos proyectos de energización rural, por ejemplo FAER, FAZNI, SGR que tiene requisitos para los proyectos que son diferentes y que además son evaluados por diferentes entidades. Generar una política coherente para los fondos y pensar en la creación de un comité evaluador conjunto para articular los fondos cuyo fin sea la ampliación de cobertura y prestación eficiente del servicio. De esta manera se podrían optimizar los recursos con el fin de alcanzar los 500.000 hogares faltantes antes de 2030.

Además de los fondos propios de MME existen fondos de otros sectores y de cooperación internacional que podrían complementar el desarrollo de estos proyectos, por ejemplo en el Ministerio de Medio Ambiente podrían tener recursos para cofinanciar la sustitución de electrodomésticos, o el Ministerio de Agricultura podría impulsar el desarrollo rural productivo, de esta manera se articularía con las iniciativas productivas de los PERS, logrando así un avance en cobertura, productividad y reducción de la pobreza, aprovechando el momento de los escenarios que genera el posconflicto que buscará dar un mayor desarrollo al campo y en particular a aquellas zonas que estuvieron bajo la influencia de grupos armados.

Anexos

Anexo 1: Plan de Energización Rural Sostenible –PERS

Anexo 2: Recursos de asignación fondos del Estado

Anexo 3: Metodología de cálculo del ICEE

Anexo 4: Metodología para creación y validación de Sitios Upme

Anexo 5: Metodología para fotointerpretación

Anexo 6: Análisis consumo rural por piso térmico y eficiencia

Anexo 7: Metodología para expansión de redes de distribución

Anexo 8: Metodología para estimar el costo de combustible y transporte

Anexo 9: Casos de uso

Anexo 10: Resultados a nivel departamental y municipal- Tablas-