

PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2010-2014

(PRELIMINAR)

Subdirección de Planeación Energética
Grupo de Cobertura y Fondos

Diciembre de 2010

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN.....	1
1 SEGUIMIENTO AL PLAN INDICATIVO DE EXPANSION DE COBERTURA DE ELECTRICIDAD 2006-2010	11
1.1 NORMATIVIDAD EN EL PERÍODO 2006-2010 PARA LA EXPANSIÓN DE LA COBERTURA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	11
1.2 CUMPLIMIENTO DE LAS PROPUESTAS PARA ALCANZAR LA EXPANSIÓN DE LA COBERTURA.....	12
1.2.1 Metas de Cobertura	12
1.2.2 Desarrollo de las Áreas de Distribución.....	13
1.2.3 Desarrollo de Esquemas de Gestión	14
1.2.4 Programa de Energización de las ZNI establecido en el documento CONPES 3108 de 2001	16
1.3 RECURSOS DE FINANCIAMIENTO PROPUESTOS	19
1.3.1 Fondo Nacional de Regalías – FNR	21
1.3.2 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI	24
1.3.3 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER	26
1.3.4 Fondo de Ahorro y estabilización Petrolera –FAEP-.....	28
1.3.5 Programa de Normalización de Redes -PRONE	29
2 TÉRMINOS Y DEFINICIONES RELACIONADAS CON LA COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	32
3 MARCO NORMATIVO DEL PIEC 2010-2014	33
4 PROCEDIMIENTO Y ESTIMACIÓN DE LA COBERTURA AÑO BASE	34
4.1 SUSCRIPTORES.....	36
4.2 VIVIENDAS TOTALES.....	37
4.3 COBERTURA 2009.....	37
5 METODOLOGIA DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	41
5.1 ALTERNATIVAS UTILIZADAS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD.....	44

5.2	PARÁMETROS GENERALES PARA EL ANÁLISIS COMPARATIVO DE ALTERNATIVAS Y ELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA	46
5.3	PARÁMETROS ESPECÍFICOS PARA SOLUCIÓN CON INTERCONEXIÓN A LA RED DEL SIN.....	47
5.3.1	Unidades Constructivas para interconexión al SIN.....	48
5.3.1.1	Costos de Inversión en transformadores de conexión al STR y/o SDL.....	48
5.3.1.2	Costos de líneas de nivel de tensión 2.....	49
5.3.1.3	Costos de redes nivel tensión 1	52
5.3.2	Costos de AOM del nivel 2.....	53
5.3.3	Costos de energía aguas arriba (G+T+D3+D4).....	53
5.3.4	Resumen costos comparativos para interconexión al SIN.....	53
5.4	PARÁMETROS ESPECÍFICOS PARA SOLUCIÓN CON GENERACIÓN LOCAL.....	54
5.4.1	Inversión y AOM en plantas diesel.....	55
5.4.2	Costos de combustibles y lubricantes de las plantas.....	56
5.4.3	Inversión y AOM en redes Nivel tensión 1 y 2.....	58
5.4.4	Costo de Transformación.....	59
5.4.5	Resumen costos comparativos para plantas diesel.....	59
5.5	PARÁMETROS GENERALES PARA VALORAR LA MEJOR ALTERNATIVA DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO	60
5.5.1	Solución con Interconexión a la red del SIN.....	60
5.5.2	Solución con generación local.....	60
5.6	RECURSOS PARA FINANCIAR LA INVERSIÓN	61
6	RESULTADOS POR CENTROS POBLADOS (INTERCONECTABLES O NO INTERCONECTABLES).....	63
6.1	COBERTURA ELÉCTRICA ALCANZABLE EN EL PAÍS.....	64
6.2	COBERTURA ELÉCTRICA ALCANZABLE EN EL SIN.....	66
6.3	COBERTURA ELÉCTRICA ALCANZABLE EN LA ZNI.....	67
6.4	IMPACTO TARIFARIO DE LA EXPANSIÓN	68
7	ESTRATEGIAS Y RECOMENDACIONES.....	70
8	ANEXO 1 - INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA.....	73
8.1	PRINCIPALES PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN AL SIN PERIODO 2006-2010.....	73

8.2	INDICADORES DE HABITANTE POR VIVIENDA Y PORCENTAJE ZNI.....	78
9	ANEXO 2. MAPAS Y RESULTADOS DEL PLAN A NIVEL DEPARTAMENTAL Y MUNICIPAL	110

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Metas de cobertura de energía eléctrica para SIN y ZNI	12
Tabla 2 . Metas de cobertura del servicio de energía eléctrica según Plan Visión 2019.....	13
Tabla 3. Resultados a 2010 para capitales de departamento ZNI según CONPES 3108 de 2001	17
Tabla 4. Resultados a 2010 para las cabeceras municipales de departamento ZNI según Conpes 3108 de 2001	18
Tabla 5. Proyectos de confiabilidad con recursos aprobados año 2008 - 2009.....	23
Tabla 6. Incremento de usuarios en el SIN a diciembre de 2009.	36
Tabla 7. Cobertura departamental del SIN y ZNI año base diciembre 2009.....	38
Tabla 8. Consumo y demanda por usuario	46
Tabla 9. Índice de precios al productor –IPP.....	46
Tabla 10. Índice de precios al consumidor –IPC	47
Tabla 11. Unidad constructiva: Transformadores de STR y SDL	49
Tabla 12. Criterio No de Circuitos vs Viviendas	49
Tabla 13. Sobrecosto según la pendiente del terreno	52
Tabla 14. Sobrecosto de acuerdo con la existencia de ríos según el caudal.....	52
Tabla 15. Sobrecosto según la cercanía a las vías	52
Tabla 16. Costos reconocidos para Niveles de Tensión 1	52
Tabla 17. Porcentaje AOM de nivel 2.....	53
Tabla 18. Resumen costos comparativos para interconexión al SIN.....	54
Tabla 19. Costos de Inversión y Mantenimiento \$/kWh de dic/2006	55
Tabla 20. Costos para comparar la alternativa de plantas Diesel.....	56
Tabla 21. Costo de combustible a nivel mayorista en \$/galón proyectado a 2014.....	56
Tabla 22. Tarifas de transporte de combustible por poliductos	57
Tabla 23. Costo promedio de Combustible y Lubricante por departamento (\$ por galón /2010)	58
Tabla 24. Costos reconocidos para Niveles de Tensión 1 y 2.....	59
Tabla 25. Resumen costos para valorar la alternativa de Interconexión a la red.....	60
Tabla 26. Costos para valorar la alternativa de plantas Diesel.....	61

Tabla 27. Recursos disponibles en los fondos - Millones \$ 2010	62
Tabla 28. Variables para el índice de distribución de recursos públicos.....	62
Tabla 29. Cobertura e inversiones estimadas al 2014 discriminadas para cada sistema.....	65
Tabla 30. Resumen de la cobertura del SIN 2009 y alcanzable al 2014 con recursos públicos y privados.....	67
Tabla 31. Resumen de la cobertura de la ZNI 2009 y alcanzable al 2014 con recursos públicos y privados	68
Tabla 32. Impacto tarifario de la expansión.....	69
Tabla 33 Principales proyectos de interconexión financiados 2006-2010.....	73
Tabla 34. Indicador habitante por vivienda y porcentaje ZNI.....	78

LISTA DE GRÁFICOS

	Pág
Figura 1. Resultados de las convocatorias para ASE's durante el 2009.....	15
Figura 2. Mapa departamental con recursos asignados por FNR período 2007-2009.....	24
Figura 3. Mapa departamental con recursos asignados FAZNI año 2006 -2009	26
Figura 4. Mapa departamental con recursos asignados FAER año 2006 -2010.....	28
Figura 5. Mapa departamental con recursos asignados PRONE año 2007 -2010.....	31
Figura 6. Mapa División Político –Administrativa.....	35
Figura 7. Mapa cobertura de Energía Eléctrica del SIN por departamento–2009.....	39
Figura 8. Mapa cobertura de Energía Eléctrica del ZNI por departamento - 2009.....	40
Figura 9. Flujo de datos en el modelo SIG	42
Figura 10. Diagrama de flujo de la Metodología General para el PIEC	43
Figura 11. Subestaciones de 34,5/13,2 y plantas diesel existentes.....	45
Figura 12. Mapa Cartografía Básica	51
Figura 13. Resultado por centro poblado, interconectable y no interconectable.....	63
Figura 14. Resultados por centro poblado	64
Figura 15. Cobertura departamental alcanzable año 2014.....	66
Figura 16. Principales interconexiones al SIN realizadas en los departamentos de Boyacá, Meta y Guaviare en el período 2006-2010.....	74
Figura 17. Principales interconexiones al SIN realizadas en los departamentos de Caquetá, Putumayo y sur oriente del Cauca en el período 2006-2010.....	75
Figura 18. Principales interconexiones al SIN realizadas en los departamentos de la Costa Pacífica Caucana y Nariñense en el período 2006-2010.....	76
Figura 19. Principales interconexiones al SIN realizadas en el departamento de Chocó en el período 2006-2010	77

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica, como parte integral de la actividad diaria del ser humano, y como insumo básico de cualquier proceso productivo de una comunidad, es fundamental para el logro de los objetivos de desarrollo del milenio del país. Consciente de ello el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, expidió una norma que podría denominarse de Universalización del servicio de energía eléctrica, Decreto 388 de 2007.

Este decreto busca mediante una planeación indicativa del sistema de distribución de la energía eléctrica del país definir para cada localidad que no cuenta con el servicio de energía eléctrica, si es mejor la prestación vía interconexión al SIN o con solución aislada, por consiguiente se determinan las zonas interconectables y no interconectables del país, estimando en cuanto a costos, la infraestructura necesaria para alcanzar la universalización del servicio de energía eléctrica.

Se puede afirmar que el decreto en mención y su reglamentación, dada mediante el Decreto 1122 de 2008, buscan la interacción de las alcaldías y los Operadores de Red-OR reconociendo que son los actores del proceso de universalización de este servicio, ya que:

- Quien conoce las necesidades de la comunidad, es el **Ente Territorial**.
- Quién avala los diseños técnicos para su zona es el **OR**.
- Quien mejor conoce las limitantes y condiciones financieras de los proyectos es el **OR**.
- Quien presta el servicio es el **OR**.

Para iniciar este proceso de planeación indicativa, se necesita conocer la demanda por el servicio de energía eléctrica, que hace referencia a las diferentes veredas y/o centros poblados del país que carecen de él. Para conocer esta información, con la colaboración de la Federación de Municipios se solicitó a las alcaldías el diligenciamiento de un formato donde se consignó las necesidades por cada vereda. Se recibió respuesta de aproximadamente 600 alcaldías. Esta información fue enviada a cada uno de los Operadores de Red para que fuese evaluada e incorporada en los planes de expansión de cobertura de electricidad que deben elaborar y presentar a la UPME.

Los resultados arrojados por el plan brindarán señales sobre los requerimientos de recursos de inversión, tanto pública como privada, para el período 2010-2014. Sin embargo, la viabilidad de la ejecución de estas inversiones depende de la disponibilidad de recursos privados y públicos que tenga el país. En relación con la inversión privada solo se logrará a partir de un reconocimiento tarifario y para la inversión pública, mediante la asignación adecuada de los recursos de financiamiento con que cuenta el sector de energía eléctrica en la actualidad. Es necesario aclarar

que las cifras calculadas son indicativas, posibles de modificación y mejoramiento continuo mediante el trabajo permanente con las fuentes generadoras de la información que es insumo para este proceso.

El contenido de este documento presenta en un primer capítulo un seguimiento a lo expuesto en el anterior plan en materia de:

1. Evolución de la normatividad establecida para lograr la expansión del servicio de energía eléctrica.
2. Cumplimiento de las propuestas para alcanzar expansión de la cobertura (metas de cobertura del PND, Plan Visión 2019, Desarrollo Áreas de Distribución, Esquemas de Gestión, Programa de energización de las ZNI).
3. Recursos de financiamiento propuestos.

En el segundo capítulo se presentan todos los aspectos relacionados con el procedimiento para la estimación de la cobertura base tanto en el SIN como en ZNI, la información utilizada a partir de fuentes oficiales y descripción de las zonas no interconectadas.

En el tercer y cuarto capítulo, se indican las definiciones básicas y la normatividad aplicada para la elaboración de este documento y actualización de los criterios de expansión involucrados en el modelo del PIEC.

En capítulos posteriores, se desarrolla la metodología y criterios utilizados para cuantificar los costos de interconexión y solución diesel a nivel de centro poblado, se estiman los costos para alcanzar una cobertura total, considerando los recursos disponibles de la nación y proyección de la ampliación de la cobertura en el período 2010 -2014 acorde con los recursos disponibles y el efecto que sobre la tarifa genere la ejecución de la inversión.

Durante el periodo señalado se obtuvo como resultado:

Total	SIN	ZNI*	Total
Cobertura 2009 [%]	95.56%	65.16%	94.9%
Viviendas sin servicio 2009	483,256	78,818	562,074
Inversión total para alcanzar el 100%	3,164,323	228,346	3,392,669
Inversión Pública [Millones \$]	367,968	150,618	518,586
Nuevos Usuarios	61,413	52,635	114,048
Cobertura 2014 [%]	96.12%	88.43%	95.97%
Inversión Privada [Millones \$]	593,259	13,801	607,059
Nuevos Usuarios	133,606	4,820	138,426
Inversión Total [Millones \$]	961,227	164,419	1,125,646
Nuevos Usuarios	195,019	57,455	252,474
Cobertura 2014 [%]	97.35%	90.56%	97.21%

* Incluye la región Insular: San Andrés y Providencia

Fuente: UPME 2010

Finalmente, se establecen metas de cobertura a nivel municipal y departamental producto de los resultados de la planeación de este periodo, las cuales serán concertadas con los Operadores de Red para la aprobación de los planes de expansión de Cobertura que le presentarán a la UPME.

1 SEGUIMIENTO AL PLAN INDICATIVO DE EXPANSION DE COBERTURA DE ELECTRICIDAD 2006-2010

1.1 NORMATIVIDAD EN EL PERÍODO 2006-2010 PARA LA EXPANSIÓN DE LA COBERTURA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Con el **Decreto 388 de 2007** el Estado generó un esquema para alcanzar la prestación del servicio de electricidad a todos los habitantes del territorio nacional, promoviendo la inversión privada necesaria a través del reconocimiento tarifario y participando en este proceso con recursos públicos de los fondos del sector eléctrico.

A manera de reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 1122 de 2008 que estableció los procedimientos y criterios a seguir para las siguientes actividades:

- El planeamiento de la expansión de la cobertura de energía que debe desarrollar la UPME.
- Presentación, elaboración y evaluación de los planes de expansión que los Operadores de Red deben entregar a la UPME.
- Asignación de los recursos del fondo de financiación - FAER.

Específicamente y de acuerdo con esta norma, las entidades territoriales –ET- deben reportar los requerimientos de cobertura del servicio de electricidad de sus centros poblados, para que el Operador de Red defina cuál es la mejor alternativa técnica para llevarle este servicio a las diferentes comunidades que carecen de él. En respuesta a estas necesidades el OR debe elaborar un plan de expansión de cobertura para atenderlas, de tal forma que procure alcanzar las metas establecidas por la UPME en el PIEC y concertadas con los OR.

Este proceso se encuentra en reglamentación, y está siendo desarrollado por el grupo de apoyo técnico y operativo del CAFAER, grupo GAT, y requiere del trabajo conjunto del ente generador de la política y del regulatorio, para que se armonice el tema de reconocimiento tarifario, columna vertebral para el éxito de este nuevo esquema.

De otro lado y en cumplimiento del Decreto 388 de 2007, la CREG en la resolución 097 de 2008 estableció en el capítulo 4 el tratamiento que le dará a las inversiones que se realicen en distribución y cuyos costos medios sean superiores a los aprobados para el operador de red de la zona. Así se creó el mecanismo para el reconocimiento tarifario de proyectos estructurados con las unidades constructivas definidas por la entidad regulatoria pero teniendo en cuenta la baja demanda que inicialmente tendrán estas localidades que no cuentan con este servicio.

Una vez se encuentre aprobado el reglamento, se tendrá la herramienta que permitirá la ampliación de la prestación del servicio de energía eléctrica a aquellas zonas que en la actualidad carecen de él, de una forma organizada, con la mejor asignación de recursos, reconociendo un incremento tarifario para aquellos proyectos cercanos a la infraestructura existente y asignando recursos públicos a aquellos que son bastante alejadas o con demandas sustancialmente bajas. Todo ello dentro del contexto de eficiencia económica, dado que se evalúa económicamente cuál es la mejor alternativa técnica de prestación del servicio.

1.2 CUMPLIMIENTO DE LAS PROPUESTAS PARA ALCANZAR LA EXPANSIÓN DE LA COBERTURA

1.2.1 Metas de Cobertura

Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010

En términos de la estrategia de acceso al servicio público domiciliario de energía eléctrica, se propuso avanzar en la consolidación del marco regulatorio de las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica y, en el proceso de normalización de la prestación del servicio de energía eléctrica en áreas donde la prestación y cobro del servicio fuese difícil.

En la Tabla 1 se indican las metas contempladas dentro del Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010 en relación con la Cobertura de energía eléctrica tanto para el SIN como para ZNI.

Tabla 1. Metas de cobertura de energía eléctrica para SIN y ZNI

Metas del plan para el tema de cobertura	Meta Cuatrienio 2010
Cobertura de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. (1)	95,10%
Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas	40.000
Incremento en tiempo promedio de servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas	10,0%

Fuente: Ley 1151 de 2007: Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010

Metas del Plan Visión 2019

Estableció que Colombia deberá aumentar a 99,4% su cobertura de servicio de energía en zonas Interconectadas y a 75,49% en Zonas No Interconectadas, tal como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2 . Metas de cobertura del servicio de energía eléctrica según Plan Visión 2019

Meta	Situación 2010	Situación 2019
(1) Aumentar cobertura del servicio de energía eléctrica en zonas interconectadas.	95.1%	99,37%
(2) Aumentar cobertura del servicio de energía eléctrica en zonas no interconectadas –(ZNI).	45,55%	75,49%

Fuente: Plan Visión 2019

Resultados

De acuerdo con las estimaciones realizadas por la Unidad para diciembre de 2009, según las cuales la cobertura alcanzada en el Sistema Interconectado fue de 94.91% se observa que esta cifra está encaminada a lograr la meta del año 2010 y se encuentra en la senda de la meta propuesta para el 2019.

En materia de ZNI a diciembre de 2009, y tomando los resultados mencionados en el SIGOB¹ los nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica fueron 37.601, valor muy cercano a la meta del cuatrienio. Respecto al incremento en tiempo promedio del servicio en mención, durante los años 2007, 2008 y 2009, los aumentos fueron del 3%, 1% y 3,6%, respectivamente, cifras muy cercanas a las metas anuales.

Para el cumplimiento de estas metas, han sido fundamentales los recursos de los fondos de financiación como el FAZNI y el FNR de un lado y los recursos propios del IPSE. Es evidente que la política de prestación de servicio de energía eléctrica en estas zonas ha sido la opción de interconexión al SIN, tal como se muestra en la Tabla 33 del numeral 8.1 en el cual se presentan los principales proyectos de interconexión al SIN (24 horas) que se ejecutaron durante el período 2006-2010, así como los que se encuentran en construcción.

1.2.2 Desarrollo de las Áreas de Distribución

"El Plan Nacional de Desarrollo –PND- estableció que el Gobierno Nacional, en un plazo de seis (6) meses contados a partir de la entrada en vigencia de dicha ley, definirá "área de distribución", medida que busca mitigar las disparidades existentes en tarifa de energía eléctrica en áreas geográficas con características comunes y que contribuirá a incrementar el nivel de cobertura de acuerdo con lo establecido en el Decreto 388 de 2008 "Políticas para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL), con el fin de propender por alcanzar la Universalización del Servicio, los Cargos por Uso Regionales deberán considerar la Base de Inversiones de los Operadores de Red del ADD y los gastos eficientes de administración, operación y mantenimiento".

¹ SIGOB: Sistema de gestión y seguimiento a las metas del Gobierno, www.sigob.gov.co, corte 26/07/2010.

Resultados

En el año 2008 el MME, mediante el Decreto 1111, definió las Áreas de Distribución (ADD): *“Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”*

De esta forma y en cumplimiento de lo establecido en el PND, a través de las Resoluciones 182306 de 2009, y 181347 de fecha 27 de julio de 2010 el MME determinó las dos áreas que se enuncian a continuación:

1. *Área de distribución del Oriente* conformada por los Sistemas de distribución de las empresas Codensa, Enelar, EECC, EBSA y Electrohuila
2. *Área distribución Occidente* conformada por los siguientes OR: Empresas Municipales de EE S.A- E.S.P., Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P., Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P., Empresas Municipales de Cali S.A. E.S.P., Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P. y Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.

1.2.3 Desarrollo de Esquemas de Gestión

Específicamente para las denominadas ZNI, la Ley 1151 de 2007 contempló el diseño e implementación de esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica incluyendo la revisión de los esquemas tarifarios y de subsidios que se aplican, la promoción de proyectos piloto de generación de energía eléctrica que estén soportados en la implementación de tecnologías que utilicen fuentes de energía alternativa, la evaluación y diseño de la infraestructura necesaria para el monitoreo de la infraestructura energética de las ZNI y la coordinación del manejo de la información.

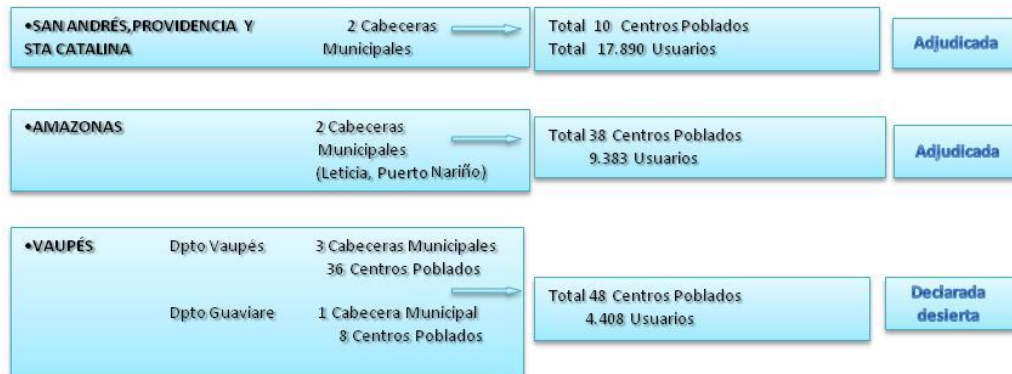
La meta establecida para este fin en el SIGOB para el período 2008 al 2010 corresponde a la implementación de 7 esquemas. Mediante documento CONPES 3587 de mayo de 2009, el Gobierno declaró la importancia estratégica de las ASE correspondientes a las áreas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina; Vaupés y Amazonas.

Resultados

El MME desarrolló las áreas exclusivas de prestación de servicio, mediante las convocatorias en las áreas señaladas por el CONPES. El resultado obtenido fue la adjudicación del Archipiélago a la empresa Sociedad Productora de Energía para San Andrés y Providencia -SOPESA S.A. E.S.P.- y del Amazonas a la Empresa de Energía

para el Amazonas S.A. E.S.P., declarándose desierta la de Vaupés, tal como se observa en la Figura 1.

Figura 1. Resultados de las convocatorias para ASE's durante el 2009



Fuente: www.minminas.gov.co.; resoluciones CREG 067 y 160 de 2009

A través de estos contratos los concesionarios tienen la responsabilidad de la prestación y la expansión del servicio de energía eléctrica a 30 años y de incorporar generación con fuentes no convencionales en un 20%, de tal forma que permitan a los usuarios ubicados en dichas áreas tener acceso a un mejor servicio de energía eléctrica en términos de calidad, cobertura y continuidad².

Si bien en el documento CONPES 3453 de 2006 se indicó, entre otras recomendaciones, la implementación de las ASE en Inírida, Guapi, Bahía Solano y Acandí, dada la solución estructural de interconexión definida para la Costa Pacífica específicamente para Guapi, esta ASE no se realizará. Finalmente, se espera que para el año 2011 salgan a licitación las zonas de Vaupés y Guanía³, de esta forma se garantizará la prestación del servicio de energía eléctrica a través de privados mejorando la calidad e incrementando las horas de prestación del servicio.

Como experiencia en las convocatorias para ASE se deben prever todas las condiciones de tiempo, modo y lugar de la entrega de los parques de generación por parte de los operadores actuales a fin de reducir el periodo entre la adjudicación y la entrada en operación de los nuevos concesionarios y de esta manera evitar dilatar en el tiempo los compromisos de las inversiones por parte de los nuevos agentes.

Adicionalmente, el IPSE encargado de la promoción de soluciones de energía en las zonas no interconectadas, está implementando otros tipos de generación aprovechando los recursos naturales de algunas de las zonas, tales como sistemas fotovoltaicos, eólicos e híbridos en los corregimientos de Puerto Estrella y Nazareth,

² Tomado de las Memorias al Congreso de la República 2009-2010, Ministerio de Minas y Energía, páginas 121-122.

³ Información suministrada por MME 20-09-2010.

municipio de Uribia, departamento de La Guajira e Isla Fuerte en Bolívar⁴; generación de energía con gasificación de residuos de madera en la vereda El Totumo municipio de Necoclí (Antioquia); generación con biodiesel en Mutatá (Antioquia) y Salahonda (Nariño). Igualmente se está incorporando a la electrificación los programas de desarrollo rural para evaluar su impacto sobre el bienestar social de la comunidad, no sólo en términos de confort sino, sobre todo, en relación con la productividad, como se evidencia en varios de los proyectos piloto actuales de siembra de jatropha e higuera en el Urabá Antioqueño, gasificación de madera en Necoclí y producción de hielo por adsorción operada mediante energía solar para la conservación de alimentos, vacunas o aplicaciones similares en Isla Fuerte⁵, en los cuales sus comunidades son las protagonistas de los proyectos.

También está realizando investigación e implementación de prototipos de vivienda bioclimática ubicadas en las localidades de Isla Fuerte (Bolívar); Nazareth (La Guajira); El Totumo, Titumate y Murindó (Antioquia), y Francisco Pizarro (Nariño).

Esta entidad administra y opera un Centro Nacional de Monitoreo –CNM- en el cual se registra, valida y se hace seguimiento a la operación de la infraestructura de generación (mediciones de potencia, demanda de energía, curva de carga, consumo de combustible y lubricante, calidad de la potencia, entre otras) a través de telemetría, ubicada a la salida del sistema de generación de 54 localidades, entre las cuales se incluyen cuatro capitales departamentales. La incorporación de la telemetría y micromedición en los proyectos está permitiendo evaluar la generación suministrada y la demanda, variables clave para la planificación de dichas zonas; logros que llevarán a mediano y largo plazo a tener control sobre los sistemas energéticos en las ZNI.

1.2.4 Programa de Energización de las ZNI establecido en el documento CONPES 3108 de 2001

El documento CONPES 3108 de 2001 estableció un programa de energización de las ZNI que incluye entre otros criterios el mejoramiento de las horas de prestación del servicio de energía eléctrica en la ZNI de acuerdo con la tipificación de las poblaciones del estudio contratado por el DNP en el año 2000⁶ y la creación, estructuración e implementación de esquemas de gestión que operen en dichas zonas.

Resultados

Como resultado del seguimiento a este programa en lo concerniente al aumento de horas de prestación del servicio de energía eléctrica, se encontró que para las cinco capitales de los municipios de la ZNI, la meta propuesta de tener 24 horas diarias de prestación de servicio, se cumplió, a excepción de Mitú, la cual tiene 14 h/día, sin

⁴ Datos tomados del documento Memorias al Congreso de la República 2009-2010, páginas 128-131.

⁵ Fuente IPSE, Rendición de cuentas, mayo 2010.

⁶ *Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado*, Hagler Bailly & Aene Consultoría S.A., 2001.

embargo en esta capital se está ejecutando una PCH que se espera que entre en operación en el año 2011, prestando las 24 horas diarias de servicio. Se presenta en la Tabla 3 el tipo de generación.

Tabla 3. Resultados a 2010 para capitales de departamento ZNI según CONPES 3108 de 2001

Municipio	Departamento	Tipo de proyecto	Horas de servicio promedio (h)	Cumple meta documento
Puerto Carreño	Vichada	Interconexión internacional (Venezuela) Pto Carreño-Pto Nuevo-Pto Páez Respaldo (2 plantas generación térmica diesel)	24	Si
Inírida	Guainía	Generación térmica diesel	24	Si
Leticia	Amazonas	Generación térmica diesel	24	Si
Mitú	Vaupés	Generación térmica diesel	14	No
San José del Guaviare	Guaviare	Interconexión SIN	24	Si

Fuente: Minminas mayo 2010, CNM: Centro Nacional de Monitoreo del IPSE-2009

Dado que la principal alternativa de prestación del servicio en la ZNI ha sido la interconexión al SIN, en el Anexo 1 de la Tabla 33 se presentan los principales proyectos que permitirán tener 24 h de servicio a localidades que antes contaban escasamente con 12h o 14 h de servicio, posibilitando su desarrollo económico.

En el corto plazo se están desarrollando proyectos de electrificación de gran impacto a nivel regional como lo son las interconexiones al SIN del Centro-Occidente del Chocó; Costa pacífica caucana y nariñense y Solano, que mientras ayer eran consideradas una utopía, hoy son realidad, acortando cada vez más las distancias entre los sistemas SIN y ZNI.

A pesar de este gran esfuerzo, frente a la meta establecida de llegar a 16 horas de prestación de servicio para las 46 cabeceras municipales⁷ con población mayor a 500 habitantes denominadas Localidades Tipo 1, sólo se cumplió para 25 localidades, tal y como se muestra en la Tabla 4.

⁷ Actualmente son 54 según informe rendición de cuentas IPSE, mayo de 2010, página 10.

Tabla 4. Resultados a 2010 para las cabeceras municipales de departamento ZNI según Conpes 3108 de 2001

Centro Poblado	Departamento	Tipo de proyecto	Horas de servicio promedio 2010 (h)	Cumple meta documento
Puerto Nariño	Amazonas	Generación térmica diesel	14	No
Vigía del Fuerte	Antioquia	Generación térmica diesel	7	No
Murindó	Antioquia	Interconexión SIN	24	Si
Labranzagrande	Boyacá	Interconexión SIN	24	Si
Paya	Boyacá	Interconexión SIN	24	Si
Pisba	Boyacá	Interconexión SIN	24	Si
Montañita	Caquetá	Interconexión SIN	24	Si
Paujil	Caquetá	Interconexión SIN	24	Si
Valparaiso	Caquetá	Interconexión SIN	24	Si
Solano	Caquetá	Interconexión al SIN/Año 2010	8	No
Solita	Caquetá	Interconexión al SIN	24	Si
Cartagena del Chairá	Caquetá	Interconexión SIN	24	Si
Orocué	Casanare	Generación térmica a gas natural	24	Si
Guapi	Cauca	Generación térmica diesel / Año 2011 Interconexión al SIN (Guapi)	18	Si
López de Micay	Cauca	Generación térmica diesel / Año 2011 Interconexión al SIN (Guapi)	12	No
Timbiquí	Cauca	Generación térmica diesel / Año 2011 Interconexión al SIN (Guapi)	12	No
Piamonte	Cauca	Interconexión al SIN (Puerto Guzmán)	24	Si
Cértegui	Cauca	Interconexión SIN	24	Si
Domingodó	Chocó	Interconexión SIN	24	Si
Santa Genoveva de Docordó	Chocó	Generación térmica diesel	5	No
Acandí	Chocó	Generación térmica diesel	18	Si
Bojayá (Bellavista)	Chocó	Generación térmica diesel	4	No
Juradó	Chocó	Generación térmica diesel	10	No
Plé de Pató (Alto Baudó)	Chocó	Generación térmica diesel	4	No
Pizarro (Bajo Baudó)	Chocó	Generación térmica diesel	9	No
Unguía	Chocó	Generación térmica diesel	7	No
Carmén del Darién	Chocó	Interconexión SIN	24	Si
Riosucio	Chocó	Interconexión SIN	24	Si
Bahía Solano (Ciudad Mutis)	Chocó	PCH (respaldo generación térmica)	24	Si
Sipi	Chocó	Interconexión SIN	6	No
Retorno	Guaviare	Interconexión SIN	24	Si
La Libertad	Guaviare	Interconexión SIN	24	Si
Calamar	Guaviare	Interconexión SIN	24	Si
Miraflores	Guaviare	Generación térmica diesel	7	No
Puerto Concordia	Meta	Interconexión SIN	24	Si
La Macarena	Meta	Generación térmica diesel	11	No
Mapiripán	Meta	Generación térmica diesel	11	No
Puerto Rico	Meta	Interconexión SIN	24	Si
Puerto Lleras	Meta	Interconexión SIN	24	Si
Bocas de Satinga (Olaya Herrera)	Nariño	Generación térmica diesel / Año 2011 Interconexión al SIN (Guapi)	12	No
El Charco	Nariño	Generación térmica diesel / Año 2011 Interconexión al SIN (Guapi)	9	No
Francisco Pizarro (Salahonda)	Nariño	Generación térmica diesel / Año 2011 Interconexión al SIN (Guapi)	12	No
La Tola	Nariño	Generación térmica diesel / Año 2011 Interconexión al SIN (Guapi)	6	No
Mosquera	Nariño	Generación térmica diesel / Año 2011 Interconexión al SIN (Guapi)	4	No
Santa Bárbara de Iscuandé	Nariño	Generación térmica diesel / Año 2011 Interconexión al SIN (Guapi)	8	No
Puerto Leguizamó	Putumayo	Generación térmica diesel	13	No
Carurú	Vaupés	Generación térmica diesel	5	No
Cumaribo	Vichada	Generación térmica diesel	11	No
La Primavera	Vichada	Generación térmica diesel	16	Si
Santa Rosalía	Vichada	Generación térmica diesel	10	No

Nota: OTROS se refiere a financiación por parte de recursos propios del IPSE, Cooperación internacional, entre otros.
Fuente Minminas mayo 2010, CNM: Centro Nacional de Monitoreo del IPSE-2009

En conclusión, en estas zonas se está cumpliendo en forma paulatina con la política de sostenibilidad y ampliación de la prestación del servicio de energía eléctrica así:

- 1.La conformación de las áreas de servicio exclusivo –ASE-, como son los casos de San Andrés, Providencia y Santa Catalina y Amazonas, adjudicadas a final del año 2009 y comienzos del año 2010, respectivamente;
- 2.El incremento de las horas de prestación de servicio de energía eléctrica a 24 horas en las capitales (Puerto Carreño, Inírida, Leticia, y San José del Guaviare);
- 3.El incremento de las horas de prestación de servicio de energía eléctrica en las cabeceras municipales principalmente con los proyectos de interconexión al SIN en los departamentos de Boyacá, Meta, Caquetá, Cauca, Nariño y Chocó; éstos cuatro últimos con proyectos actualmente en ejecución y, el mejoramiento, rehabilitación o adquisición de infraestructura de generación térmica y expansión o rehabilitación de redes de distribución en el resto de los departamentos;
- 4.La reducción del número de operadores en dichas zonas facilitando de esta forma su seguimiento y control;
- 5.El desmote a los subsidios de combustible y
- 6.La incorporación de sistemas de telemetría para aproximadamente 54 localidades a través del Centro Nacional de Monitoreo que opera el IPSE.

1.3 RECURSOS DE FINANCIAMIENTO PROPUESTOS

En el periodo 2006-julio de 2010, los recursos provenientes de los diferentes fondos de financiación del sector corresponden a \$ 660.000 millones de pesos expresados en precios de 2006. Se observa que el monto anual se acerca al supuesto realizado en el momento de elaboración del PIEC 2006-2010 que básicamente corresponde para el SIN a un valor anual de 68.329 millones de pesos y para la ZNI a un valor de \$49.620 millones de pesos. Es decir el supuesto de financiación pública utilizado en el PIEC 2006-2010 no estuvo alejado de la realidad.

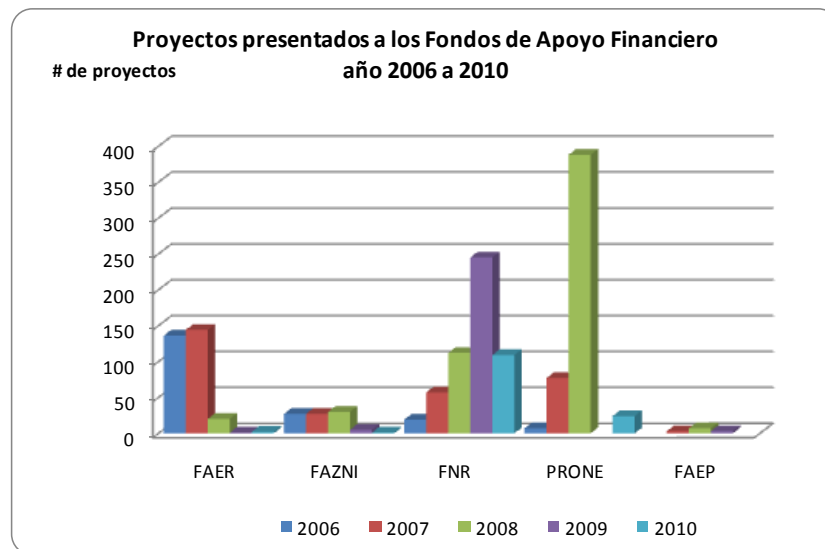
Los recursos de los diferentes fondos de financiación que tiene el sector, se asignan a proyectos de electrificación en localidades que son estructurados por las entidades territoriales. A continuación se presenta un resumen de la gestión realizada en cada uno de los fondos: Fondo de Apoyo Financiero para Energización Rural del SIN – FAER-, Fondo de Apoyo Financiero para las Zonas no Interconectadas – FAZNI- Fondo Nacional de Regalías –FNR- y el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP-. Adicionalmente existe el fondo de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE- cuyos recursos se destinan a la legalización de usuarios y adecuación de las redes existentes a los reglamentos técnicos vigentes, pero cuyos recursos no son

tenidos en cuenta para la expansión porque estos usuarios son considerados como viviendas existentes con servicio.

Antes de entrar al análisis por cada uno de los fondos, se mostrará de manera global que pasó en este periodo con las diferentes fuentes de financiación del sector de energía eléctrica.

En el Gráfico 1 se indica el volumen de proyectos presentados a los diferentes fondos, siendo el Fondo Nacional de Regalías - FNR el más representativo en el año 2010. A partir del año 2008, la evaluación de los proyectos de FAZNI y PRONE quedó bajo la responsabilidad del IPSE y Minminas respectivamente.

Gráfico 1. Proyectos presentados a los Fondos año 2006 – 2010



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

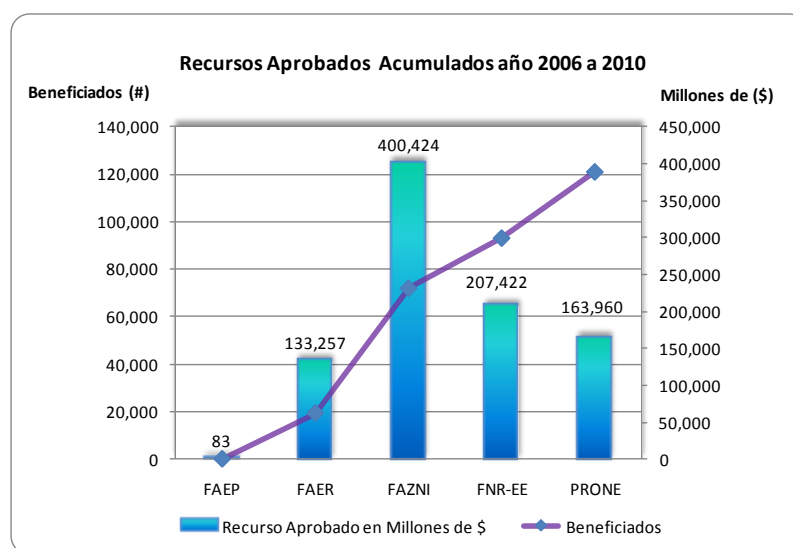
El total de proyectos recibidos en este periodo fue de 1.444. Con la expedición del Decreto 388 de 2008 se modificó la metodología para la solicitud de recursos FAER, por ello, se observa, a partir del año en mención, un desplazamiento de presentación de proyectos hacia el FNR.

En este mismo año se expidió el Decreto 1123 que modificó la metodología de uso de recursos de PRONE e indica que “El Ministerio de Minas y Energía realizará las convocatorias necesarias con amplia publicidad anunciando las fechas de presentación de planes, programas o proyectos en cada una de ellas. Cada convocatoria establecerá los requisitos, plazos y condiciones para la priorización y ejecución de los proyectos”.

Los proyectos presentados al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI- y Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP-, representan la minoría.

En el Gráfico 2 se presentan los recursos asignados por los comités de cada uno de los fondos. El total de recursos asignados durante el periodo fue de \$905.145 millones de pesos en precios corrientes, beneficiando a 305.406 viviendas proviniendo los mayores volúmenes de recursos de los fondos FAZNI y FNR.

Gráfico 2. Recursos Asignados Acumulados año 2006 a 2010



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

La gestión por cada uno de los fondos se presenta en los siguientes numerales e involucra la información del IPSE y Ministerio de Minas y Energía desde el año 2008.

1.3.1 Fondo Nacional de Regalías – FNR

Mediante la Ley 141 de 1994 se crea el Fondo Nacional de Regalías, este fondo “se constituye del remanente de los recursos no asignados directamente a los departamentos y municipios productores o los municipios portuarios”⁸. Los anteriores recursos son recaudados y administrados por la Dirección General del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y se destinan a la promoción de la minería, la preservación del medio ambiente y la financiación de proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las respectivas entidades territoriales”⁹.

La Ley preveía la disponibilidad de recursos para el sector energético durante los quince (15) años siguientes a la promulgación de la presente ley, periodo que se

⁸ Ley 141 de 1994, artículo 1°.

⁹ Ley 756 de 2002, artículo 1°.

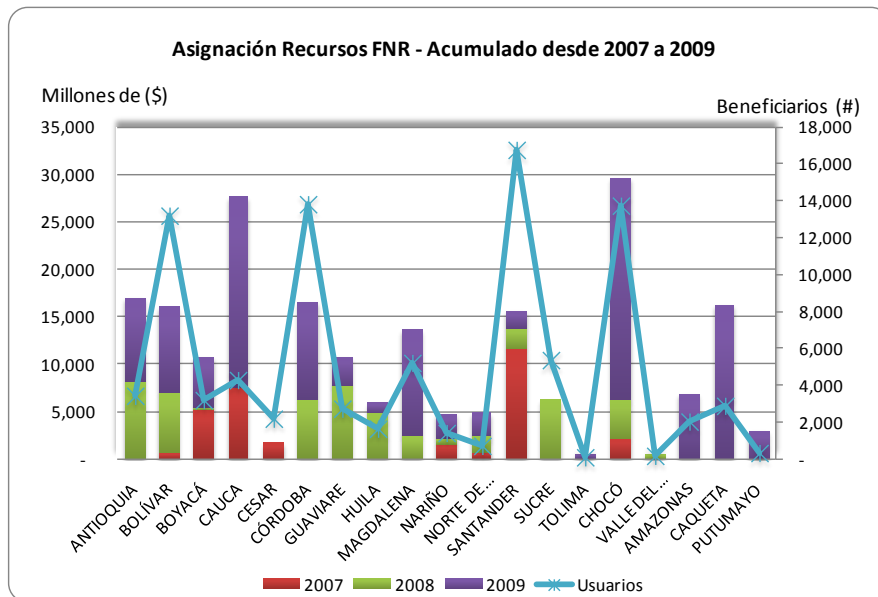
cumplió en el año 2009. Sin embargo en el año 2010 dentro del presupuesto nacional quedó aprobado un monto de recursos para el sector de energía de eléctrica \$ 59.190 millones de pesos, la mayor parte, comprometido para proyectos de años anteriores con vigencias hasta el 2010.

En el sector eléctrico, la normatividad aplica a las entidades territoriales que presenten proyectos de inversión para la construcción, montaje, instalación y puesta en funcionamiento de la infraestructura para: i) la generación de energía eléctrica; ii) el servicio de alumbrado público; iii) las líneas del Sistema de Transmisión Regional – STR-; iv) las subestaciones eléctricas del STR; v) las redes de distribución; y vi) la normalización de las conexiones de los usuarios.

Los departamentos de Chocó y Cauca obtuvieron la mayor cantidad de recursos asignados seguido de los departamentos de Antioquia, Córdoba y Caquetá. Es de resaltar que los departamentos de Bolívar, Córdoba, Magdalena y Sucre presentaron proyectos de confiabilidad que benefician a grandes poblaciones, como se presenta en la Tabla 5.

En el Gráfico 3 se presenta la asignación de recursos desde el año 2007 hasta el año 2009 correspondiente a \$ 207.422 millones de pesos y un total de 93.098 beneficiarios.

Gráfico 3. Asignación recursos FNR- año 2007 a 2009



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

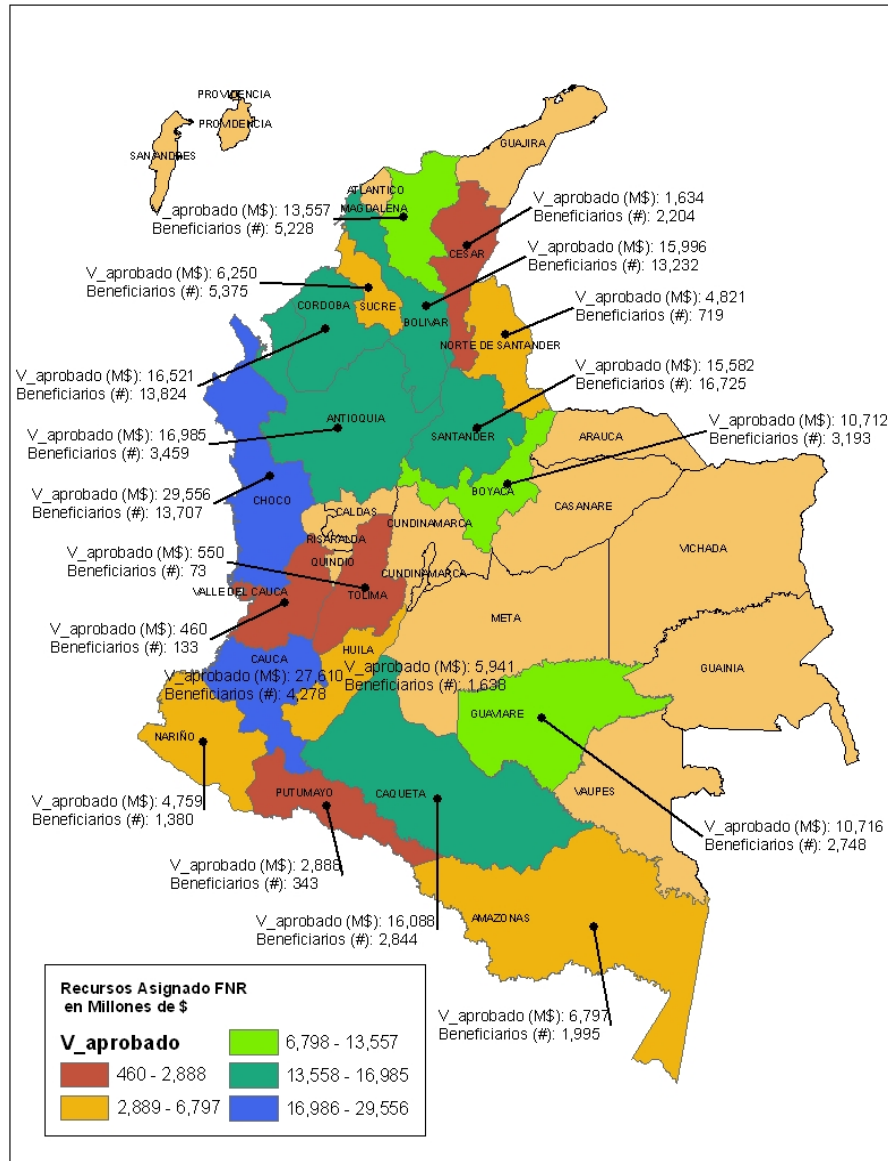
A nivel de mapa geográfico se presenta la distribución de los recursos acumulados desde el año 2007 hasta el año 2009. Ver Figura 2

Tabla 5. Proyectos de confiabilidad con recursos aprobados año 2008 - 2009

Año aprobación recursos	Departamento	Nombre proyecto	Población beneficiada	Valor Aprobado Comité en millones de \$
2008	Bolívar	PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN SALIDA DE LA SUBESTACIÓN - CALAMAR Y CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA 34.5 KV. CALAMAR - SAN ESTANISLAO - CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAN ESTANISLAO	1,753	6,261
2009	Bolívar	CONSTRUCCION SALIDA DE LA SUBESTACION GAMBOTE Y CONSTRUCCION DE LA LINEA DE 34.5 KV GAMBOTE MAHATES Y CONSTRUCCION DE LA SUBESTACION MAHATES	4,102	4,439
2009	Bolívar	Construccion Salida de la s/e San Jacinto y Construccion de la Linea 34.5 kv San Jacinto San Juan de Nepomuceno y Construccion de la s/e San Juan de Nepomuceno	6,652	3,484
2008	Cordoba	PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN SALIDA DE LA SUBESTACIÓN TIERRA ALTA Y CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA 34.5 KV. TIERRA ALTA - VALENCIA Y CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN VALENCIA	1,850	4,050
2009	Cordoba	CONSTRUCCIÓN SALIDA DE LA SUBESTACIÓN LORICA Y CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA 34,5 KV. LORICA - MOMIL Y CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN MOMIL	3,115	4,533
2009	Cordoba	CONSTRUCCION SALIDA DE LA S/E CERETE Y CONSTRUCCION DE LA LINEA 34.5 kv CERETE SAN CARLOS Y CONSTRUCCION DE LA S/ESAN CARLOS	4,217	2,669
2009	Cordoba	CONSTRUCCION D ELA SALIDA S/E SAN BERNARDO DEL VIENTO Y CONSTRUCCION DE LA LINEA 34.5 Kv SAN BERNARDO DEL VIENTO - MOÑITOS - CONSTRUCCION E LA S/E MOÑITOS	4,319	3,097
2008	Magdalena	PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN SALIDA DE LA SUBESTACIÓN EL DIFÍCIL Y CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA 34.5KV EL DIFÍCIL - NUEVA GRANADA - CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN NUEVA GRANADA	520	2,446
2009	Magdalena	PROYECTO DE CONSTRUCCION DE SALIDA DE LA S/E ARACATACA Y CONSTRUCCION DE LA LINEA 34.5 kv ARACATACA - EL RETEN Y COSNTRUCCION DE S/E EL RETEN	2,412	3,446
2009	Magdalena	CONSTRUCCION DE LA LINEA 34.5 kv SALAMINA - REMOLINO Y CONSTRUCCION DE LA S/E REMOLINO	2,130	4,850
2008	Sucre	CONSTRUCCIÓN SALIDA DE LA SUBESTACIÓN GALERAS Y CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA A 34.5 KV GALERAS - SAN BENITO ABAD - CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAN BENITO ABAD	3,373	4,405
2008	Sucre	PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN SALIDA DE LA SUBESTACIÓN SANTA INÉS Y CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA A 34.5 kv SANTA INÉS - LA UNIÓN - AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN LA UNIÓN.	2,002	1,843
Total		12	36,445	45,530

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

Figura 2. Mapa departamental con recursos asignados por FNR período 2007-2009



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

1.3.2 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI

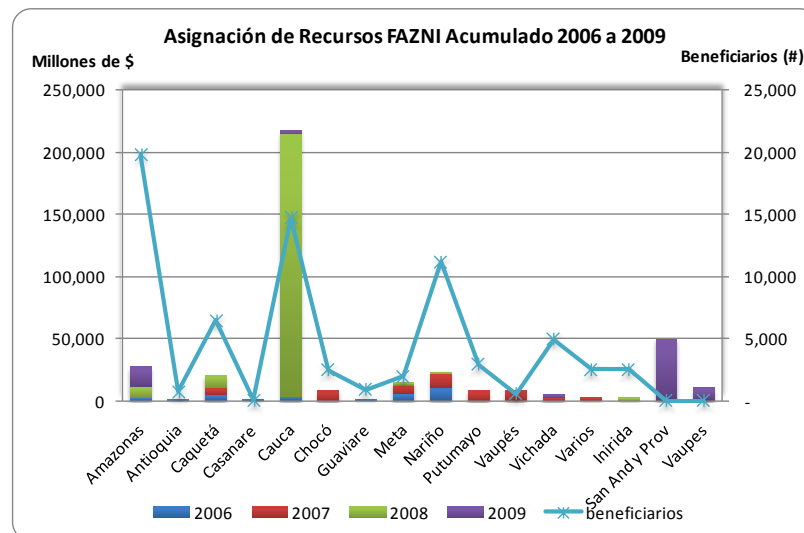
El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas – FAZNI-, se creó mediante los Artículos 81 al 83 de la Ley 633 de 2000, y se reglamentó con el Decreto 3884 de 2001, según el cual el IPSE realizaba el estudio de viabilidad

técnica y la UPME, el estudio de viabilidad financiera; para los proyectos presentados por el IPSE, la UPME debía realizar los dos estudios. Posteriormente la Ley 1151 de 2007 en su artículo 66 y Decreto 1124 de 2008 establecieron que los dos estudios de viabilidad fueran realizados por el IPSE. A través de la Ley 1099 de 2006, se prorrogó la vigencia de este fondo hasta el año 2014.

Los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas - FAZNI y “*los rendimientos que se generen de la inversión temporal de los mismos*”, se utilizan de acuerdo con la ley y con las políticas de energización que para las zonas no interconectadas ha determinado el Ministerio de Minas y Energía, conforme con los lineamientos de política establecidos por el Consejo Nacional de Política Económica y Social en documentos tales como CONPES 3108 de 2001 y 3453 de 2006, para financiar planes, programas y/o proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas, así como también para obtener el reembolso parcial o total de los recursos de preinversión que finalmente hubiesen sido aprobados para su ejecución”¹⁰.

Se observa en el Gráfico 4, la distribución de los recursos a nivel departamental hasta el año 2009, siendo el proyecto de la Costa Caucana – Nariñense asignado al departamento de Cauca el mayor beneficiario de los recursos, para un total de 10.646 viviendas con recursos asignados por \$ 210.831 millones de pesos que incluyen vigencias futuras. El total de recursos entregados en el periodo ha sido de \$ 400,423 millones de pesos beneficiando a 71.395 usuarios.

Gráfico 4. Asignación recursos FAZNI año 2006 – 2009

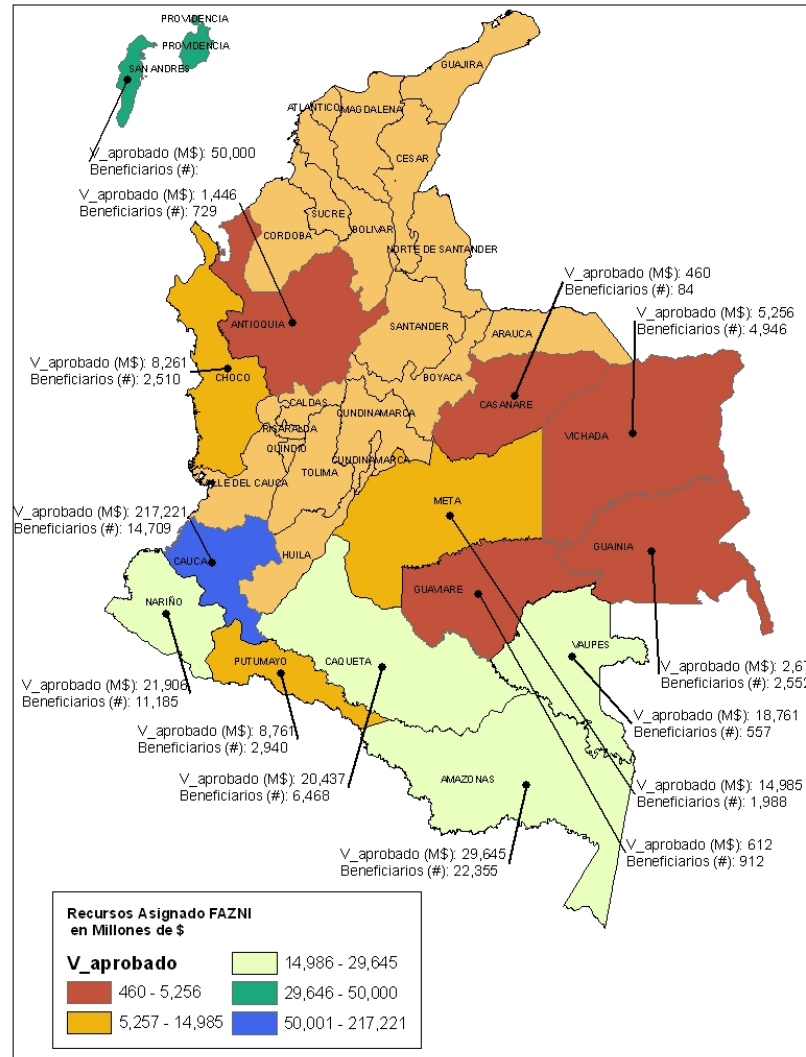


Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

¹⁰ Artículo 2 Ley 1099 de 2006; artículo 4, Decreto reglamentario 1124 de 2008.

En el mapa de la Figura 3, se presentan por departamento, los recursos aprobados y las viviendas beneficiadas.

Figura 3. Mapa departamental con recursos asignados FAZNI año 2006 -2009



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

1.3.3 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER

El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas –FAER-, fue creado mediante el Artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y se reglamentó con el Decreto 3652 de 2003, modificado por el Decreto 3704 de 2007. Como se menciona, la normatividad del fondo fue modificada por el Decreto 1122 de 2008 que estipula que “los recursos de este fondo se utilizan para financiar planes,

programas o proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica en las zonas rurales interconectadas, que permita ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía”¹¹.

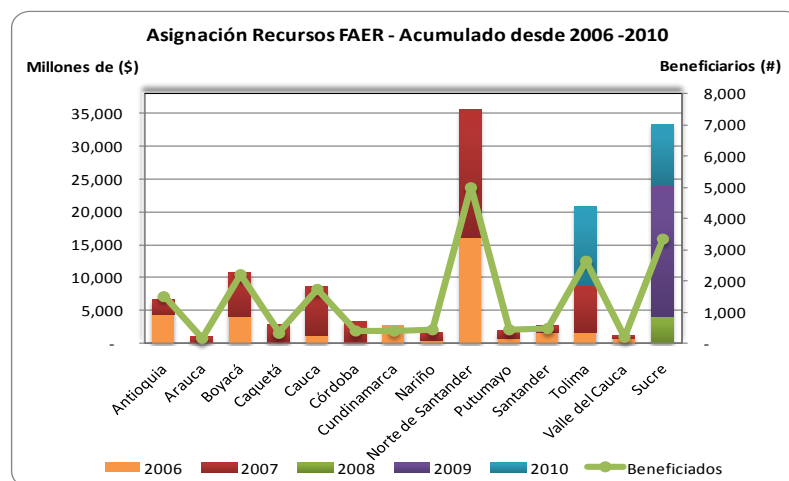
En el año 2008, se estableció mediante la resolución 180910 de 2008 un periodo de transitoriedad para la presentación, viabilización y aprobación de los planes, programas o proyectos prioritarios de que trata el numeral 9 del artículo 12 del Decreto 1122 de 2008, teniendo en cuenta los requerimientos básicos y el procedimiento definidos en el mismo.

Bajo estas condiciones, en dicho año se le asignó recursos al proyecto FAER Mojana “Construcción de redes de distribución eléctrica en media y baja tensión en las zonas rurales de los municipios de majagual, San Marcos, Caimito, Sucre y Guaranda – departamento de Sucre”, por valor de \$33.242 millones de las vigencias 2008, 2009 y 2010 beneficiando a 5.445 usuarios potenciales.

Con posterioridad y dada la transitoriedad se revisó y aprobó el Proyecto FAER Sur del Tolima: “Electrificación rural para el sur del Tolima ubicados municipios de Ataco, Rioblanco, Chaparral, Planadas del departamento del Tolima.”, con recursos por valor de \$11.839.934.049 beneficiando a 1135 viviendas sin servicio.

Mediante el Decreto 1376 de 2010 en su artículo 1, se amplió la vigencia del fondo en mención hasta el 2018. Durante el periodo 2006-2010 se asignaron recursos de este fondo por \$133.256 millones de pesos, con un total de 19.355 beneficiarios. En el Gráfico 5, se observa a nivel departamental los recursos asignados. Se presenta información hasta el año 2010.

Gráfico 5. Asignación recursos FAER año 2006-2010

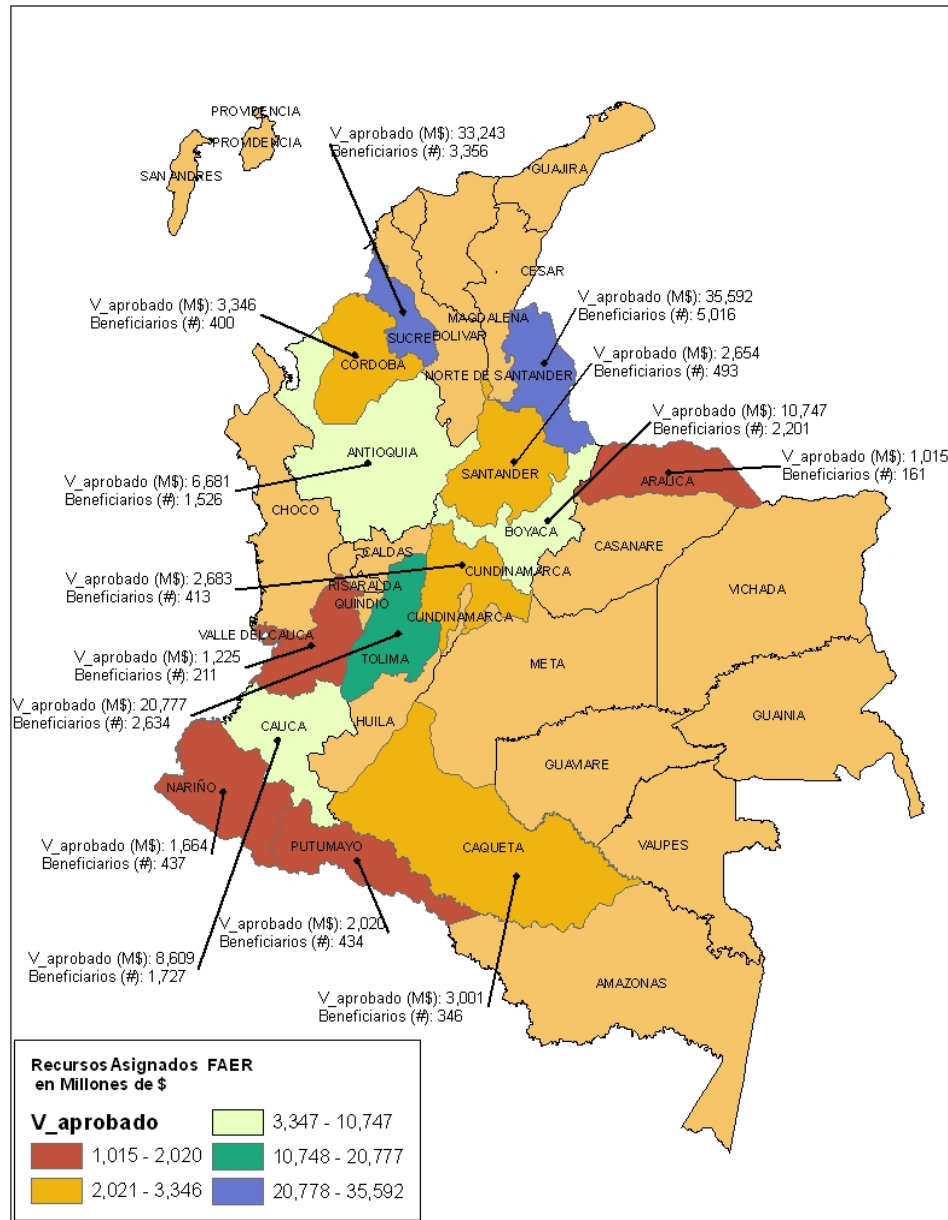


Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

¹¹ Artículo 4. Decreto 1122 de 2008

A nivel de mapa se establece una clasificación a partir de los recursos asignados, siendo el departamento de Norte de Santander el de mayor cantidad de recursos asignados y beneficiarios, seguidos por Sucre y Tolima. Ver Figura 4.

Figura 4. Mapa departamental con recursos asignados FAER año 2006 -2010



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

1.3.4 Fondo de Ahorro y estabilización Petrolera –FAEP-

El Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera –FAEP-, creado mediante la Ley 209 de 1995 se alimenta de los recursos que provienen de las regalías de hidrocarburos en época de bonanza, con el fin de reservar fondos para cuando los campos se encuentren en declive y así mantener estabilidad de los recursos percibidos por las entidades territoriales beneficiarias.

Los recursos asignados desde el año 2006 hasta el año 2009 corresponden a 103 millones de pesos, para proyectos presentados por los departamentos de Santander y Boyacá.

1.3.5 Programa de Normalización de Redes -PRONE

El Programa de Normalización de Redes Eléctricas -PRONE se crea mediante los artículos 63 y 64 de la Ley 812 de 2003 y consiste en la financiación por parte del Gobierno Nacional de proyectos para Barrios Subnormales que implican la instalación o adecuación de las redes de distribución de energía eléctrica, la acometida a la vivienda del usuario, incluyendo el contador o sistema de medición del consumo el cual podrá ser un sistema de medición prepago. Este programa fue reglamentado mediante Decreto 3735 de 2003.

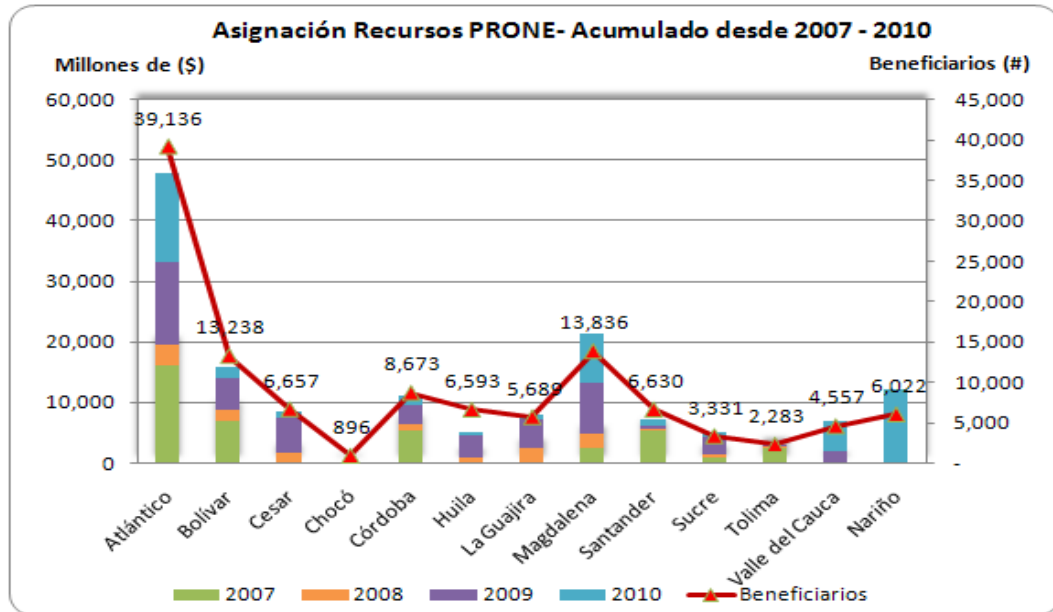
La Ley 1117 de 2006 amplió el periodo de vigencia del programa hasta la vigencia del FAER y definió como objetivo del PRONE *“la legalización de usuarios y la adecuación de las redes a los reglamentos técnicos vigentes, en barrios subnormales, situados en municipios del Sistema Interconectado Nacional, SIN.”*¹² Esta ley fue reglamentada con el Decreto 3491 de 2007.

Como se mencionó con la expedición del Decreto 1123 de 2008 se modificó la metodología de uso de recursos de PRONE a través de convocatorias liderado por el Ministerio de Minas y Energía.

Desde el año 2007 hasta el año 2010 se asignaron 163.960 millones de pesos, distribuidos principalmente en los departamentos de Atlántico, Bolívar, Magdalena para un total de beneficiados de 121.005. Resulta evidente la incidencia del mecanismo de convocatoria utilizado desde el año 2008, a partir del cual se han aprobado 249 proyectos y un total de recursos de 122.825 millones de pesos. Ver Gráfico 6.

¹² Ley 1117 de 2006, artículo 1°

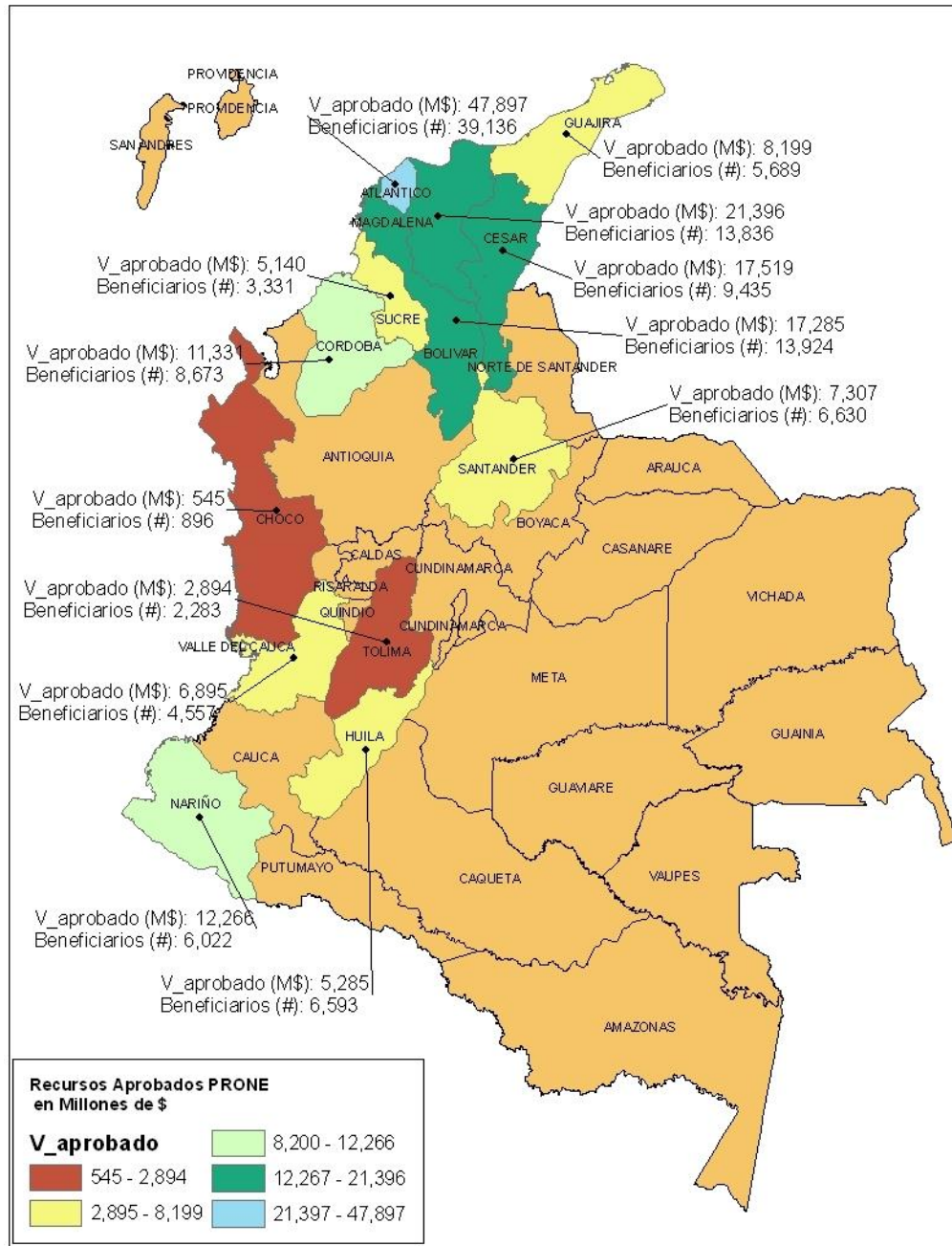
Gráfico 6. Asignación recursos PRONE año 2007 – 2010



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

En el mapa de la Figura 5 se presenta la distribución de los recursos asignados desde el año 2007 hasta el año 2010 a nivel departamental, siendo la Costa Atlántica la que presenta el mayor porcentaje de asignación durante dicho periodo.

Figura 5. Mapa departamental con recursos asignados PRONE año 2007 -2010



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

2 TÉRMINOS Y DEFINICIONES RELACIONADAS CON LA COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para esta versión del plan se mantienen los términos y definiciones del plan 2006–2010, incorporando aquellos necesarios para el entendimiento y claridad de este documento. Se relacionan los significados específicos que se han tomado y se exponen los términos que con más frecuencia son utilizados en el desarrollo de los capítulos siguientes.

Índice de cobertura: cantidad de usuarios residenciales con servicio de energía eléctrica parcial o pleno dividida por la cantidad de viviendas totales, puede ser nacional, regional, departamental, municipal, por centro poblado, urbano o rural. En el caso de disponer de información de habitantes con servicio de energía eléctrica la definición podría modificarse así: habitantes con servicio de energía eléctrica divididos por habitantes totales, con resultados muy similares.

Área de distribución - ADD: para los efectos señalados en el parágrafo del artículo 64 de la Ley 1151 de 2007, se adopta como definición de áreas de distribución la siguiente: conjunto de redes de transmisión regional y/o distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados tendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.

Cargabilidad: Se determina la cargabilidad de los transformadores por la capacidad nominal en MVA.

Centro Poblado: Según el DANE, se define como una concentración de mínimo veinte (20) viviendas contiguas, vecinas o adosadas entre sí, ubicada en el área rural de un municipio o de un Corregimiento Departamental. Dicha concentración presenta características urbanas tales como la delimitación de vías vehiculares y peatonales. Corresponde a un caserío, inspección de policía o corregimiento. Para efectos del presente Plan, el centro poblado puede ser un asentamiento de viviendas, concentradas o dispersas, sin importar su número, por ejemplo vereda.

3 MARCO NORMATIVO DEL PIEC 2010-2014

Para la elaboración de este plan 2010–2014 se han tenido en cuenta fundamentalmente las siguientes normas:

- Resolución CREG 097 de 2008, con la cual se aprobaron los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los STR y SDL y se definieron las unidades constructivas por utilizar en el cálculo de la remuneración de las actividades de distribución en los niveles 4, 3, y 2;
- Las resoluciones CREG que aprueban los cargos máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por las diferentes empresas en el STR y SDL.
- La resolución CREG 091 de 2007 en la cual se establecen las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica y las reglas para la conformación de las áreas de servicio exclusivo en Zonas No Interconectadas.
- La resolución CREG 057 de 2009 que actualiza los costos de inversión de generación y distribución de energía eléctrica en las ZNI contenidos en la resolución CREG 091 de 2007.
- Los criterios establecidos en el Decreto 1122 de 2008 en lo que respecta a la actualización de la información de infraestructura existente tanto en el SIN como en ZNI y la línea base de cobertura que se acuerda con los diferentes Operadores de Red.
- Los documentos CONPES 3108-2001 y 3451-2006, Decreto reglamentario 2220-2008 y Resolución CREG 160-2008 en los cuales se establecen y fortalecen los criterios para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI incluyendo el procedimiento para la contratación de las Áreas de Servicio Exclusivo en las zonas en mención.
- En el año 2008, igualmente se expidió el Decreto 1122 mediante el cual definió la información que deben presentar los Operadores de Red y las Entidades Territoriales para la actualización y seguimiento del Plan Indicativo de Expansión y Cobertura –PIEC, que realiza la UPME. Estableció los criterios para la elaboración de los Planes de Expansión de cobertura que los OR deben presentar a la UPME, los requisitos básicos y contenidos y por último las reglas para la aprobación de dichos planes.

4 PROCEDIMIENTO Y ESTIMACIÓN DE LA COBERTURA AÑO BASE

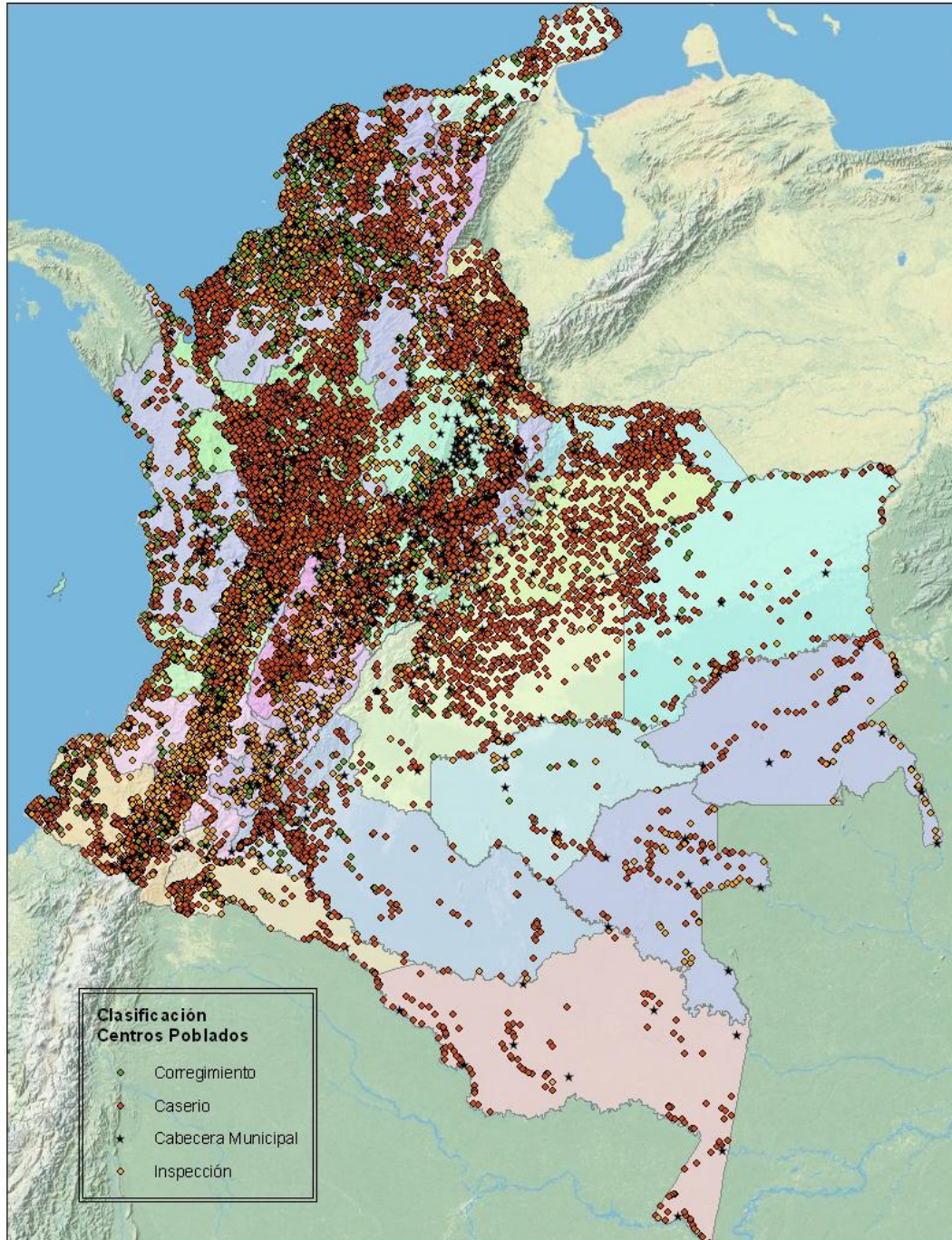
Como antecedente para la actualización del proceso en el periodo 2010-2014, la Unidad durante el primer semestre de 2009 realizó la solicitud de información de viviendas sin servicio –vss- a los entes territoriales –ET-, recibiendo alrededor de 600 reportes de municipios. Dicha información fue enviada a los operadores de red –OR- para que la incluyesen en la elaboración de los planes de expansión de cobertura que a la luz de la normatividad vigente deben presentar a la UPME. Con esta actividad se pretende conocer la totalidad de las localidades que no cuentan con servicio de electricidad, para determinar la mejor opción para prestarle el servicio eléctrico, mediante el análisis técnico económico.

Para incluir esta información dentro del mapa georreferenciado de centros poblados, insumo básico del PIEC, durante el año 2009 y primer semestre del 2010 la Unidad gestionó ante el DANE la codificación de las localidades que no estaban catalogadas como Centros Poblados y logró un código UPME validado por el DANE. Como resultado se obtuvo la actualización de las necesidades de energía eléctrica de la línea base del PIEC 2010-2014.

En los municipios donde no se recibió información, la UPME realizó los estimativos calculando las Viviendas Sin Servicio como la diferencia entre las viviendas Totales que tiene cada municipio y las que cuentan con servicio. Para cada centro poblado, se hizo el supuesto de distribuir en igual proporción entre los distintos centros poblados de cada municipio.

En el mapa de la Figura 6, se presenta la clasificación y distribución de los centros poblados. Con la información suministrada por DANE y la reportada por las entidades territoriales se cuenta con aproximadamente 17.000 centros poblados y veredas como puntos georreferenciados.

Figura 6. Mapa División Político –Administrativa



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

4.1 SUSCRIPTORES

La información de suscriptores del sistema interconectado se recibió de los Operadores de Red, como resultado de las reuniones que se llevaron a cabo con cada uno de ellos en el primer semestre de 2010. Los datos de los suscriptores residenciales de las Zona No interconectada se tomaron del SUI y se verificaron con la Dirección de Energía del Ministerio de Minas y Energía durante el mismo período.

Con esta información se calculó el incremento de usuarios para el año 2009, que arrojó una cifra de aproximadamente 600.000 nuevos usuarios en el SIN. En el departamento de Norte de Santander se presenta el mayor número de nuevos usuarios, alrededor de 105.000, dato que corresponde al 18% de los nuevos usuarios del país en el Sistema Interconectado Nacional, seguido por Valle del Cauca y Bogotá con 57.000 y 56.000 que corresponden a 10% y Antioquia con 55.000 usuarios para un 9%. En la Tabla 6, se presentan los nuevos usuarios a nivel departamental.

Tabla 6. Incremento de usuarios en el SIN a diciembre de 2009.

Departamento	Usuarios 2008 (#)	Usuarios 2009 (#)	Incremento de usuarios 2008 a 2009	Usuarios de proyectos entrada en operación año 2009	% Usuarios nuevos por fondos
Antioquia	1,536,866	1,594,403	57,537	959	2%
Arauca	43,212	44,996	1,784		
Atlántico	488,947	519,839	30,892		
Bogotá, D.C.	1,616,774	1,673,546	56,772		
Bolívar	369,206	399,401	30,195		
Boyacá	321,968	332,978	11,010	93	0.8%
Caldas	251,814	255,561	3,747		
Caquetá	59,319	62,932	3,613		
Casanare	63,471	66,599	3,128		
Cauca	230,200	243,044	12,844		
Cesar	197,126	259,407	62,281		
Chocó	53,731	55,113	1,382		
Córdoba	303,997	318,921	14,924	210	1.4%
Cundinamarca	585,371	609,353	23,982		
Guaviare	8,471	9,556	1,085		
Huila	245,915	258,462	12,547	34	0.3%
La Guajira	98,877	109,324	10,447		
Magdalena	278,118	297,467	19,349		
Meta	172,734	180,652	7,918		
Nariño	292,095	296,020	3,925	644	16%
Norte de Santander	286,927	390,555	103,628		
Putumayo	40,505	44,260	3,755		
Quindío	134,537	135,645	1,108		
Risaralda	224,565	236,097	11,532		
Santander	467,124	480,768	13,644	170	1.2%
Sucre	164,573	173,793	9,220		
Tolima	319,484	339,524	20,040		
Valle del Cauca	948,573	1,005,719	57,146		
Total general	9,804,500	10,393,935	589,435	2,110	0.4%

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

Los nuevos usuarios que fueron beneficiados con recursos de regalías y que entraron en operación en el año 2009, según el seguimiento efectuado por las interventorías del DNP, se presenta en la Tabla 6, que representan un porcentaje de tan solo 0.4% del total de nuevos usuarios. Los demás usuarios corresponden a aquellos que al operador de red le resulta financieramente viable desarrollar. El departamento de Nariño presenta el nivel más alto en el ingreso de nuevos usuarios con recursos de regalías.

4.2 VIVIENDAS TOTALES

A partir de la información de la proyección de población que realizó el DANE para el año 2009 de 44.977.758 habitantes, y del índice de habitantes por vivienda del censo 2005 a nivel municipal, con un promedio nacional es de 4,25, se estimó el número de viviendas por municipio del año 2009. En la Tabla 34 del numeral 8.2 del Anexo 1, se presenta el indicador de habitantes por vivienda a nivel municipal. El dato obtenido de viviendas fue de 10.574.780.

4.3 COBERTURA 2009

El cálculo de cobertura se realiza a nivel municipal, utilizando la siguiente ecuación:

$$IC = \frac{(Suscriptores Residenciales + Subnormales)}{Viviendas}$$

Los resultados de la estimación requieren de un proceso de ajuste ya que los niveles de cobertura sobrepasan en algunos casos el 100%, debido a la deficiente calidad de la información, que confiamos debe ir mejorando con la interacción directa con las Entidades Territoriales y la verificación de cifras por parte de los Operadores de Red.

Las etapas para estimar la cobertura del año base son:

- a) Se parte del número de viviendas por municipio del año 2009, estimado a partir de la división de la cifra de población de cada municipio del año 2009 (DANE) entre el índice de habitantes por vivienda del censo 2005. Estos datos se están mejorando con la información de necesidades del servicio recibida de las ET, ya que la sumatoria de suscriptores más necesidades arrojará las viviendas totales reales y no como actualmente se realiza a partir de la proyección del último censo.
- b) Este dato se multiplica por el porcentaje de ZNI de cada municipio presentada en el numeral 8.2 (Anexo 1), para estimar el número de viviendas en el SIN y ZNI.
- c) A partir de la información de suscriptores con servicio interconectado al SIN y las viviendas SIN (calculadas en el numeral b) se efectúa el primer cálculo de la cobertura base municipal. Dado que varios de los resultados obtenidos superan el límite del 100%, se realiza un primer ajuste en las viviendas totales de los municipios que están por encima del 100% para que queden en este valor,

situación que implica el aumento de viviendas totales que se redistribuyen proporcionalmente en los otros municipios de tal forma que la cobertura del departamento no se vea modificada. En conclusión el ajuste significa dejar en el 100% aquellos municipios que están por encima e incrementar la cobertura en los restantes.

- d) Como un último paso y como se mencionó en el numeral a) para los municipios que cuentan con información reportada de necesidades de energía eléctrica a nivel de centro poblado, se toma esta información para el número de viviendas totales.
- e) Similar proceso se efectúa para estimar la cobertura de ZNI.

En el numeral 9 del documento, se presentan los resultados obtenidos a nivel municipal y departamental y que serán las metas propuestas para alcanzar por parte de cada OR.

Por proceso de agrupación se calcula la cobertura departamental y nacional, que se presenta en la Tabla 7.

Tabla 7. Cobertura departamental del SIN y ZNI año base diciembre 2009

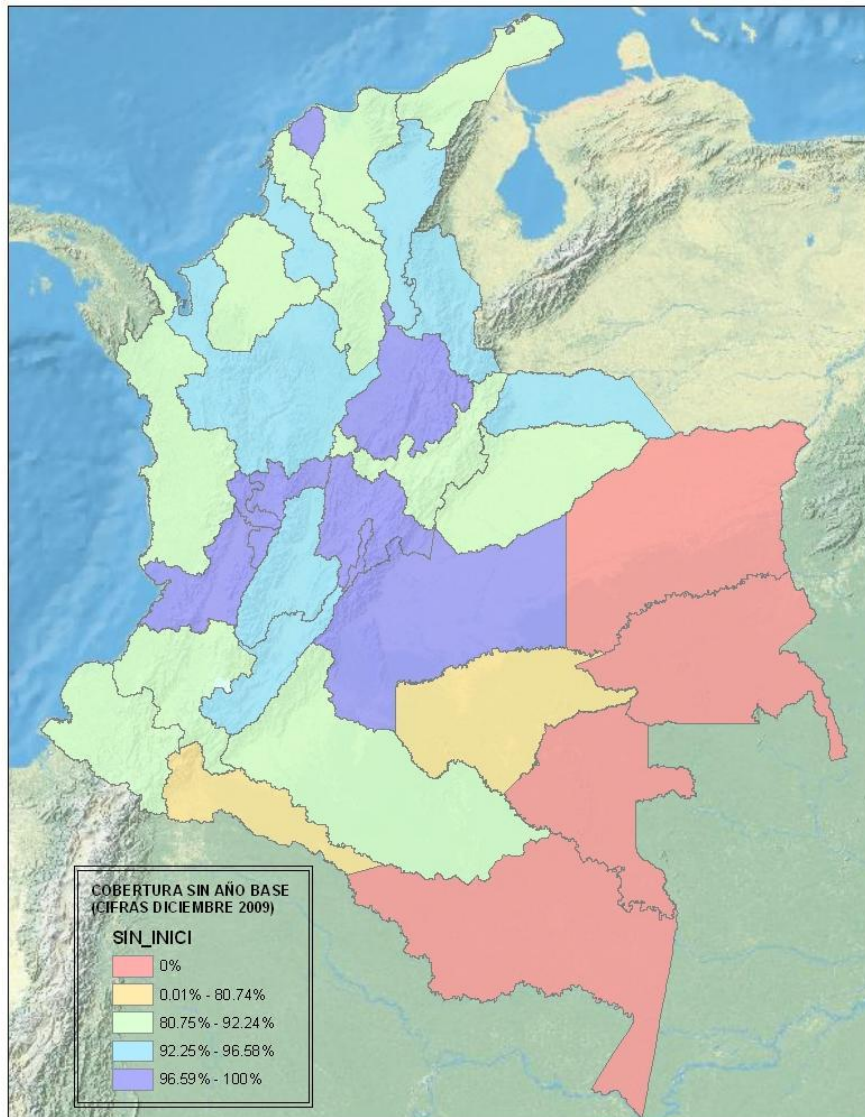
Departamento	% SIN	% ZNI	% cobertura departamento
Amazonas	0.0%	57.8%	57.8%
Antioquia	96.49%	94.24%	96.49%
Arauca	94.29%	0.00%	94.29%
Atlántico	98.86%	0.00%	98.86%
BOGOTÁ D.C.	99.76%	0.00%	99.76%
Bolívar	91.94%	0.00%	91.94%
Boyacá	91.41%	0.00%	91.41%
Caldas	98.36%	0.00%	98.36%
Caquetá	82.31%	30.16%	75.13%
Casanare	90.19%	62.74%	89.17%
Cauca	89.90%	86.76%	89.72%
Cesar	92.56%	0.00%	92.56%
Chocó	83.48%	50.79%	70.29%
Córdoba	90.53%	0.00%	90.53%
Cundinamarca	97.85%	0.00%	97.85%
Guainía	0.00%	61.41%	61.41%
Guaviare	68.46%	49.07%	62.17%
Huila	94.48%	0.00%	94.48%
La Guajira	84.94%	0.00%	83.92%
Magdalena	89.90%	0.00%	89.90%
Meta	96.95%	35.51%	93.00%
Nariño	86.93%	92.94%	87.74%
Norte de Santander	95.39%	0.00%	95.39%
Putumayo	79.97%	51.38%	76.00%
Quindío	98.71%	0.00%	98.71%
Risaralda	98.42%	0.00%	98.42%
San Andres y Providencia	0.00%	80.67%	80.67%
Santander	97.75%	0.00%	97.75%
Sucre	93.93%	0.00%	93.93%
Tolima	93.56%	0.00%	93.56%
Valle	98.95%	98.13%	98.94%
Vaupés	0.00%	30.21%	30.21%
Vichada	0.00%	56.97%	56.97%
TOTAL	95.56%	65.16%	94.9%

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

Los valores señalados en la Tabla 7, se encuentran representados en un mapa a nivel departamental con los niveles de cobertura en el SIN que en su mayoría están entre el

rango de 80% a 99%. Con cobertura superior al 97% están los departamentos de Caldas, Risaralda, Quindío, Atlántico, Valle, Bogotá y Santander. Ver Figura 7.

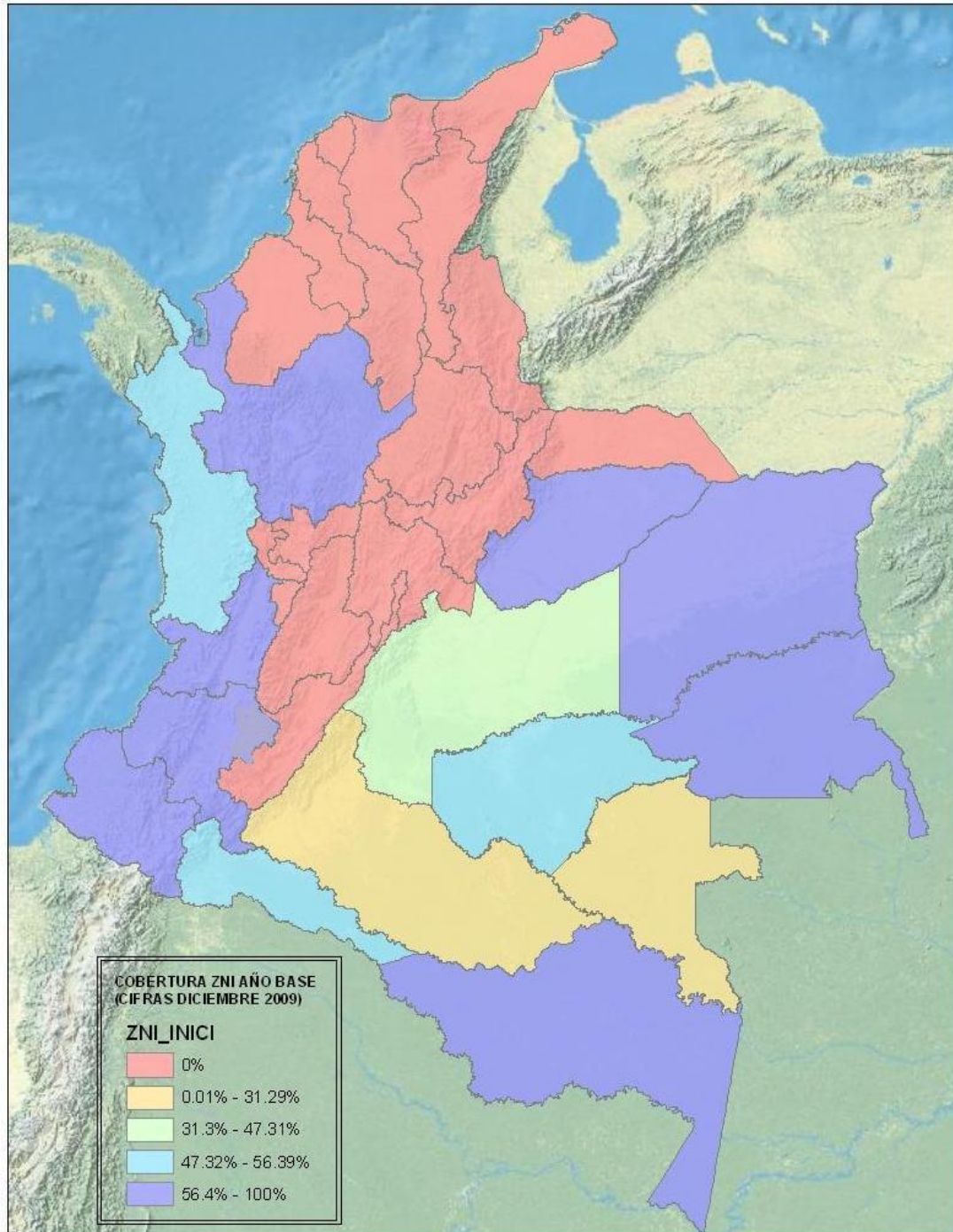
Figura 7. Mapa cobertura de Energía Eléctrica del SIN por departamento–2009



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

La ZNI al 2009 tiene una cobertura de 65.16% presentando, como se observa en la Figura 8, rangos de cobertura del servicio de electricidad departamental que varían entre el 30 y 90%. Los valores ubicados en el rango entre 31,3% y 56,39% corresponden a los departamentos de Guaviare, Putumayo, Meta y Chocó.

Figura 8. Mapa cobertura de Energía Eléctrica del ZNI por departamento - 2009



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

5 METODOLOGIA DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El proceso de desarrollo del PIEC inicia con el cálculo de la línea base de cobertura, en este caso (diciembre 2009) y se definen los centros poblados que no cuentan con el servicio de energía eléctrica.

Posteriormente, a partir del modelo basado en Sistemas de Información Geográfica – SIG en el que se implementó la metodología del Plan Indicativo de Cobertura se realiza un geoprocésamiento ágil de la información de la ubicación geográfica de la población que no cuenta con el servicio y de la infraestructura existente, y de las restricciones geográficas y ambientales, para definir la mejor alternativa de prestación del servicio de energía eléctrica ya sea (interconexión a la red o generación local).

Concretamente el modelo SIG reconoce las diferentes restricciones que tiene la ejecución de un proyecto de expansión de redes expresadas en mayores costos por pendiente del terreno, cercanía a vías y ancho de los ríos, encontrando la distancia de costo mínimo desde un centro poblado a la subestación o planta diesel más cercana, calculando los kilómetros y su costo acumulado.

En el año 2008 se incorporó al modelo SIG el criterio técnico de cargabilidad de la subestación, el cual permite establecer la necesidad de una repotenciación generada por los nuevos proyectos y determinar los costos adicionales requeridos para esta nueva infraestructura. Así mismo, se agregaron a nivel cartográfico las zonas o parques naturales con restricción de acceso para ejecución de infraestructura dentro de las mismas.

El modelo se actualizó a la versión 9.3 de ArcGis en el Model Builder y se dispuso del mismo y de la información básica de entrada en el servidor de Arc Gis para acceso remoto y manteniendo la opción de modificar cuantas veces sea necesario los valores de las variables correspondientes a los supuestos indicados y correr diferentes escenarios.

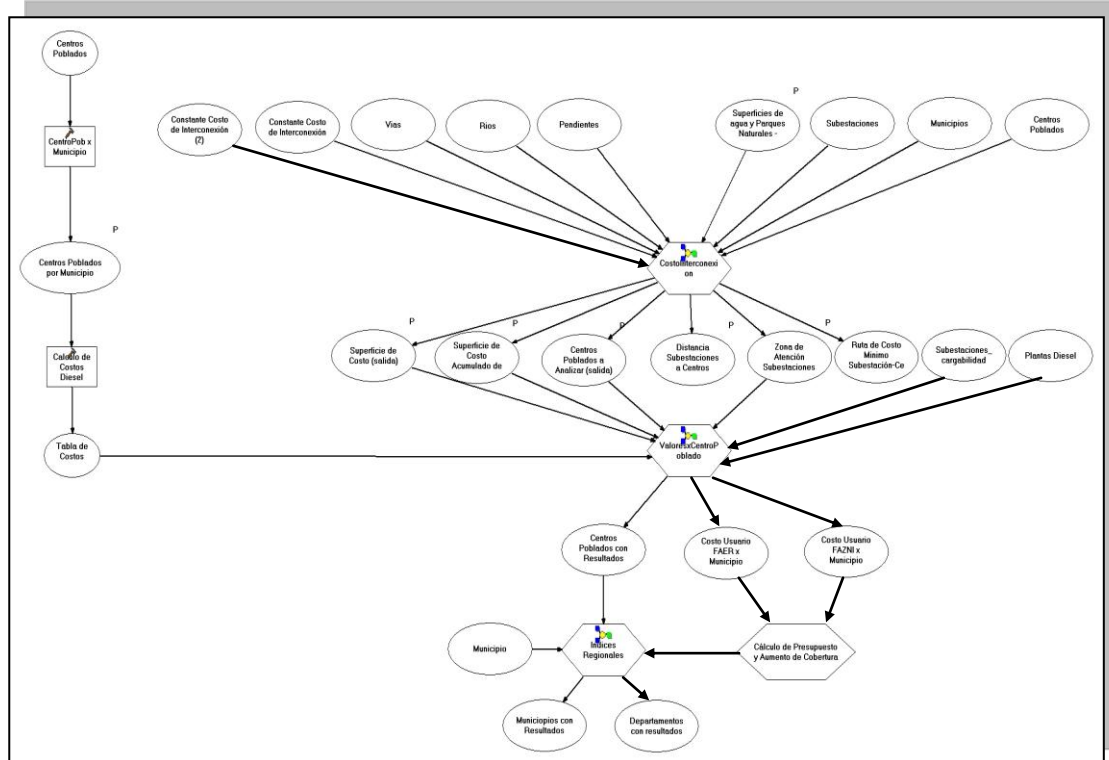
Como elementos de entrada, el modelo utiliza la información de centros poblados, vías, ríos, pendientes (parques naturales, lagunas, ciénagas, etc), municipios, subestaciones, plantas diesel y constantes establecidas. En el flujo de procesos de la Figura 9 se incluyen los pasos que considera el modelo.

Como resultado se obtiene para cada centro poblado la siguiente clasificación para la prestación del servicio:

- ("S")-Interconexión al SIN, que puede presentar o no ("R") –Repotenciación subestación del SIN
- ("X")- Interconexión al SIN con distancia menor o igual a 5 kms de la S/E

(“D”)-Solución aislada.
 (“X”)-Solución aislada con distancia menor o igual a 1 km de la planta.

Figura 9. Flujo de datos en el modelo SIG



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

A partir de esta selección, se calcula el costo de inversión para la solución elegida, es decir sin considerar los costos de AOM, de reposición, etc, solo incluye los costos para valorar que se definen en el numeral 5.5. Si la alternativa de interconexión plantea la necesidad de repotenciar la subestación, se adiciona este valor a los costos de inversión.

Como segundo paso, se estima la inversión que le corresponde realizar al operador de red o prestador del servicio en la zona, y que en el modelo corresponde a la siguiente clasificación: (“X”)-Cercano subestación y (“X”)-cercano a planta diesel. Los centros poblados que ya tienen servicio o no presentan déficit de cobertura se excluyen del análisis. El acumulado de los costos de estas inversiones, tanto del SIN como de ZNI, corresponde a la inversión privada que el gobierno debe promover para que los OR la ejecuten.

El resto de la inversión requerida (Todo aquello interconectable al SIN pero a una distancia mayor de 5kms de la S/E y lo no interconectable y que se encuentre a una

distancia mayor a 1 km de una planta diesel existente) se considera que debe realizarse con recursos públicos.

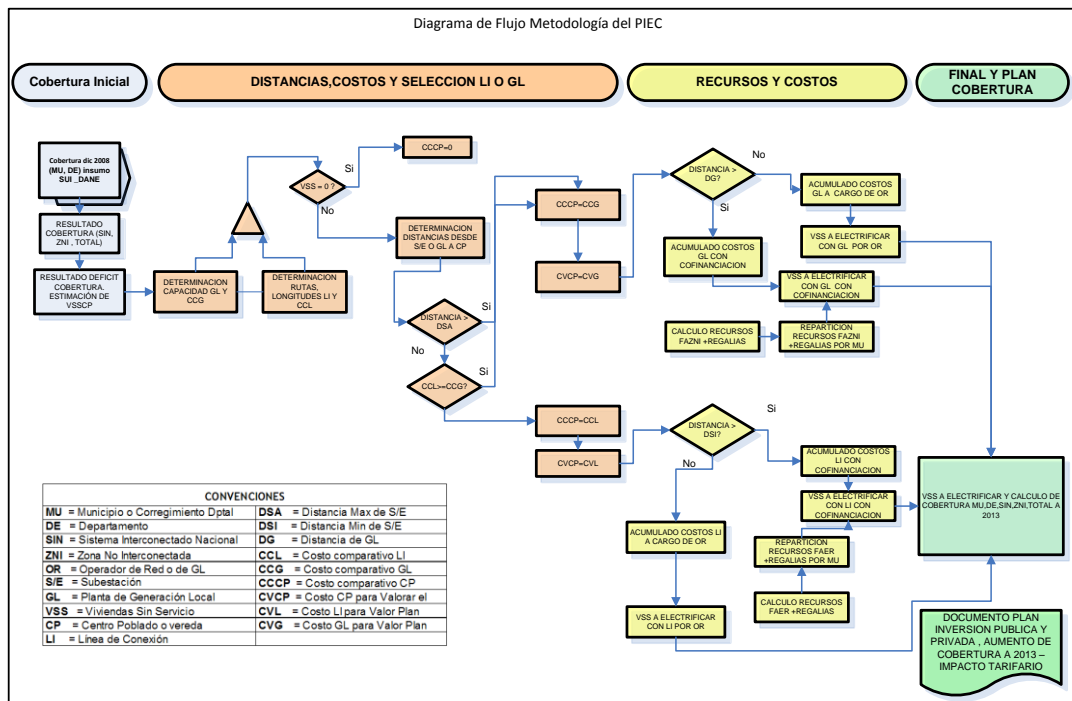
Dadas las restricciones financieras públicas, se realiza un tercer paso que es el de distribuir los recursos que se tendrán en los fondos de financiación del sector para el periodo 2010-2014 en los diferentes municipios, con el objetivo de alcanzar la mayor cobertura posible. Para ello, se utiliza el criterio de priorización definido en el numeral 0.

Como cuarto paso y con el objeto de conocer el impacto tarifario que tendrá el reconocimiento de la inversión privada realizada, se estima para cada Operador de Red el incremento en la tarifa para este periodo, de esta forma se le brinda al Ministerio de Minas y Energía señales que puede proponer para la expansión de la cobertura.

Finalmente con los recursos estimados para cada municipio, se calcula el número de viviendas posible de aumento de cobertura utilizando el costo por usuario promedio del municipio.

El diagrama de la metodología general para el desarrollo del Plan de Expansión de Cobertura se explica en la Figura 10.

Figura 10. Diagrama de flujo de la Metodología General para el PIEC



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

De los resultados generales del modelo del Plan se tendrá la siguiente información a nivel nacional y departamental.

- a) Centros poblados susceptibles de interconectarse y aquellas que deben tener prestación de servicio local en este quinquenio. (Interconectables y no interconectables)
- b) Cuánto le costará al Estado (si fuera su total responsabilidad) alcanzar el 100% de cobertura.
- c) El costo de la inversión privada para el periodo que debe promocionar el Estado, su correspondiente aumento de cobertura y su impacto tarifario.
- d) De acuerdo con los recursos anuales de los fondos existentes, su distribución en cada municipio y departamento para el periodo de análisis.
- e) El aumento de cobertura que se alcanzaría con los recursos de los fondos de financiación y su impacto tarifario.

5.1 ALTERNATIVAS UTILIZADAS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD

La experiencia ha demostrado que la alternativa de interconexión al SIN técnicamente es la mejor opción, siempre y cuando se suministre en las condiciones de calidad y continuidad del servicio establecidos en la regulación vigente y que los beneficiarios cuenten con una capacidad de pago para su sostenibilidad financiera.

En la elaboración del plan se contempla esta alternativa comparándola con la de generación local con diesel. Si bien es posible utilizar alternativas de generación con fuentes renovables, la definición de su conveniencia económica y financiera requiere de información detallada de los potenciales energéticos y de análisis específicos para determinar sus costos, situación que no es óptima para un planeamiento indicativo.

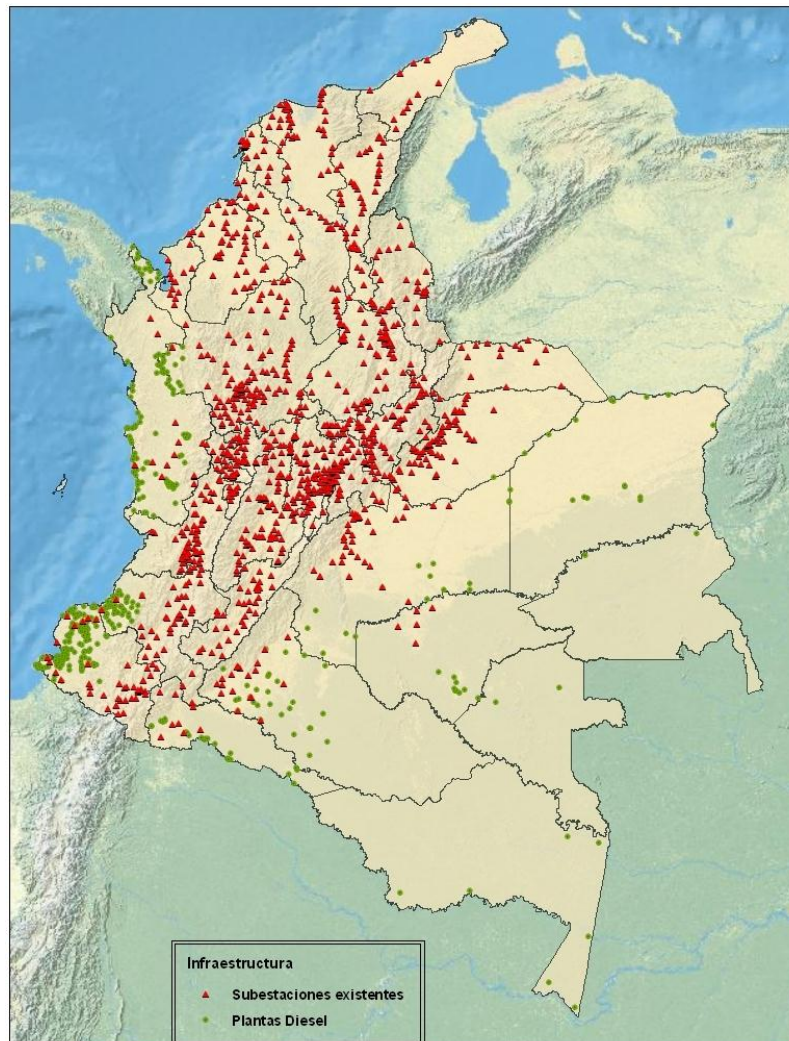
Por lo anterior, se decidió considerar la generación con plantas diesel como la alternativa para comparar con la interconexión a red, pero dejando claro que en los sitios donde se tenga conocimiento que las otras tecnologías resultan más convenientes o de menor costo para proyectos específicos, deberán utilizarse tales fuentes renovables prioritariamente sobre el diesel. Lo anterior no implica que el plan recomiende la instalación de plantas diesel, sino que da la señal para analizar detalladamente la conveniencia de las tecnologías más adecuadas. Adicionalmente las plantas que utilizan ACPM constituyen una solución que resulta técnica y prácticamente factible en todos o al menos la mayoría de los casos.

La principal desventaja que tienen las plantas diesel radica en su costo total (inversión, mantenimiento, administración y operación -incluidos los costos de combustible y lubricante), y la contaminación por los gases resultantes de la combustión, aunque cuando se trata de plantas de capacidades pequeñas (menos de 100 kW) difícilmente se convierte en un problema real. La instalación de cualquier planta debe enmarcarse

en el cumplimiento de la legislación tal como la Resolución 909 de 2008 del MAVDT y lo establecido en la normatividad de calidad de aire.

Los análisis que efectúa el modelo parten de la existencia de infraestructura tanto en el SIN y en la ZNI, a partir de la cual pueden conectarse las viviendas que carecen de servicio. La información utilizada corresponde a la capa de la infraestructura eléctrica existente que contiene la información georreferenciada reportada por los operadores de red de las subestaciones con el secundario del transformador a nivel de 13,2/13,8 kV, actualizada a diciembre de 2009, y las plantas diesel cuya información se encuentra registrada en el Sistema Único de Información –SUI- y cuenta con una ubicación espacial aproximada. Ver Figura 11.

Figura 11. Subestaciones de 34,5/13,2 y plantas diesel existentes



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

El actual mapa presenta geográficamente 1.149 subestaciones reportadas por los 29 operadores de red y 373 plantas diesel con una capacidad total de 117 MW.

5.2 PARÁMETROS GENERALES PARA EL ANÁLISIS COMPARATIVO DE ALTERNATIVAS Y ELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA

En el análisis comparativo de las dos alternativas definidas, se consideraron parámetros equivalentes. Específicamente los supuestos y variables empleadas para el desarrollo metodológico del plan, fueron:

1. Para las demandas de potencia y energía se mantienen los valores definidos en el anterior plan los cuales se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8. Consumo y demanda por usuario

		Interconexión ó Diesel 24 h
Consumo por usuario	kWh/mes	120
Demanda por usuario	W	700
Factor de Carga		0.238

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

2. Horas de servicio: 24 horas
3. Vida útil del proyecto: 30 años
4. Vida útil de cada planta diesel: 5 años
5. Tasa de retorno: 13,9% para SIN y de 14,69% para ZNI
6. Factor de inversión a anualidad SIN : 0,14186 para 30 años
7. Los datos del índice de Precios al Productor (IPP) se obtienen de la página del DANE. Los valores para diciembre de los años 2006 a 2010 con base 100 en Diciembre 2006 se presentan en la Tabla 9.

Tabla 9. Índice de precios al productor –IPP

Año	IPP
2006	100
2007	101.27
2008	110.38
2009	107.97
2010	111.85

Fuente DANE, 2010

Factor de IPP 1.10447, relación entre IPP de Dic-2007 y Junio 2010 para actualizar las Unidades Constructivas de la resolución 097 de 2008.

Factor de IPP 1.1185, relación entre IPP de Dic-2006 y Junio 2010 para actualizar los costos establecidos para inversión y AOM de la Resolución CREG 057 de 2009

8. Los datos del índice de Precios al Consumidor (IPC), ((Base: Diciembre 2008=100). Ver Tabla 10.

Tabla 10. Índice de precios al consumidor –IPC

Año	IPC
2006	87.87
2007	92.87
2008	100.00
2009	102.00
2010	104.52

Fuente Banco de la República 2010

Factor de IPC 1.1254, relación entre IPC de Dic-2007 y Junio 2010 para actualizar los costos de transporte de combustible en ZNI.

9. Los Costos de las redes se calcularon con base en la Resolución CREG 097 de 2008.
10. Los costos para las plantas diesel se calcularon con la información de las Resoluciones CREG 091 de 2007 y 057 de 2009

Se describen a continuación los supuestos específicos para cada una de las alternativas analizadas para llevar el servicio de energía eléctrica a cada centro poblado.

5.3 PARÁMETROS ESPECÍFICOS PARA SOLUCIÓN CON INTERCONEXIÓN A LA RED DEL SIN

Esta alternativa considera la interconexión de cada centro poblado a partir de las subestaciones con salida de nivel de tensión 2 (13,2kV) existentes, cumpliendo con criterios técnicos como cargabilidad de la subestación y con las restricciones ambientales establecidas, como pendientes y superficies de agua (ríos, lagunas) a cruzar, acceso a los parques naturales y cercanía a las vías.

De esta forma se determina el trazado de la red, considerando que el costo de la expansión de la red está formado por los siguientes ítems:

1. Costo de Inversión en transformación.
2. Costo de inversión en la línea de media tensión (Nivel 2)
3. Costo de inversión en la red de distribución de baja tensión (Nivel 1).
4. Costo de administración, operación y mantenimiento del nivel 2
5. Costo de la energía aguas arriba, es decir los costos de generación, transmisión en el STN, y distribución en los Niveles 3 y 4.

Para el trazado de la red se definieron las longitudes máximas permisibles de las líneas hasta los centros poblados, bajo los siguientes supuestos:

1. Centro poblado a una distancia menor a 5 km de la subestación de 34,5/13.2 kV, se encuentra electrificado o le corresponde a la empresa prestadora del servicio de energía de la zona ejecutar las obras para suministrarles el servicio.
2. En caso que el centro poblado se encuentre a una distancia de la subestación mayor a 100 kilómetros, debe descartarse la solución de interconexión, ya que los niveles de la regulación de voltaje no estarían dentro de unos límites técnicamente permisibles.

5.3.1 Unidades Constructivas para interconexión al SIN

Los costos de interconexión a la red se actualizaron con las unidades constructivas definidas en la resolución CREG 097 de 2008 y con los cargos máximos para el Nivel 1 contenidos en las resoluciones emitidas para cada empresa, expresados a precios de 2010. Se mantuvo el supuesto que con líneas de 13,2 kV es técnica y económicamente factible la electrificación de centros poblados, decisión que se justifica con los diseños presentados en los proyectos que solicitan financiación de los fondos del sector.

5.3.1.1 Costos de Inversión en transformadores de conexión al STR y/o SDL

A partir del dato de cargabilidad de cada transformador suministrado por el OR se presentan dos situaciones: Existe capacidad de transformación para los nuevos proyectos o el transformador se encuentra al 100% de cargabilidad. Para la primera situación, no se agrega un mayor costo por concepto de transformación a los costos de interconexión. Para la segunda situación, se reconoce un costo adicional por transformación, que depende del número de usuarios sin servicio que tiene cada centro poblado a interconectar.

Para valorar esta inversión, se mantiene la selección utilizada en el anterior plan es decir las unidades constructivas N4T6 y N3T2, bajo el supuesto que los centros poblados que se van a interconectar tienen bajos consumos. Se actualiza su valor con la Resolución CREG 097 de 2008 que considera el costo de instalación y el costo unitario por MVA, cada uno de los cuales incluye AIU. Para estimar el costo por MVA, se expresó el costo de instalación por MVA, para cada unidad constructiva, para lo cual se hizo el supuesto de utilizar la menor capacidad de cada unidad, es decir 31 y 2.6 MVA dependiendo de la unidad, así se obtuvieron los datos reflejados en la Tabla 11.

Finalmente los costos por kVA se promedian y se actualizan al año 2010 de la siguiente forma:

Con los costos de \$50.505/kVA de la Unidad N4T6 y de \$86.916/kVA de la unidad N3T2, se calcula el promedio de \$ 68.710/KVA, este valor se corrige con un factor de potencia de 0.9 por los reactivos de la línea, obteniendo un costo para el año 2007 de \$61.839/kVA que actualizado con el IPP a 2010 el valor resultante es de 68.300\$/kVA.

Este valor traducido a costo por usuario, es decir multiplicado por 0,7 (potencia por usuario) origina una cifra de \$ 47.810 por usuario, valor utilizado en el plan.

Tabla 11. Unidad constructiva: Transformadores de STR y SDL

Unidad Constructiva	Descripción	Costo de Instalación (miles \$ dic 2007) _CREG	Costo Unitario (miles de \$/ MVA dic 2007) _CREG	Costo \$/KVA para la menor capacidad a \$ dic 2007
N4T6	Transformador trifásico (OLTC) de STR's y SDL, lado de alta en el Nivel IV, capacidad final de 31 a 40 MVA	247.740	42.513	50.505
N3T2	Transformador trifásico (NLTC) de STR's y SDL, lado de alta en el Nivel III, capacidad final de 2.6 a 6 MVA	103.303	47.184	86.916

Fuente Resolución CREG-097 de 2008 y cálculos UPME Grupo de Cobertura y Fondos 2010.

5.3.1.2 Costos de líneas de nivel de tensión 2

Reconociendo que para generar desarrollo productivo en las zonas rurales se requiere que la infraestructura eléctrica cumpla con determinados parámetros técnicos que les permita a los usuarios instalar equipos de diferente configuración de conexión (monofásica, bifásica y trifásica), se consideró que para longitudes menores a 100 km la unidad constructiva más conveniente corresponde a la N2L28 km línea rural - poste de concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases sin neutro) conductor D N2-2 que corresponde a conductor en aluminio mayor a No 2 AWG y menores o iguales a 2/0 AWG y que tiene un costo por km instalado de \$37'235.000 a precios de 2007 y actualizado al año 2010 equivale a \$ 41'125.059 por km, con una vida útil de 30 años.

Para los casos en los cuales el centro poblado exceda de 100 viviendas sin electrificar –VSScp-, se asume proporcionalmente la cantidad de circuitos de 13,2 kV a utilizar, como se muestra en la Tabla 12:

Tabla 12. Criterio No de Circuitos vs Viviendas

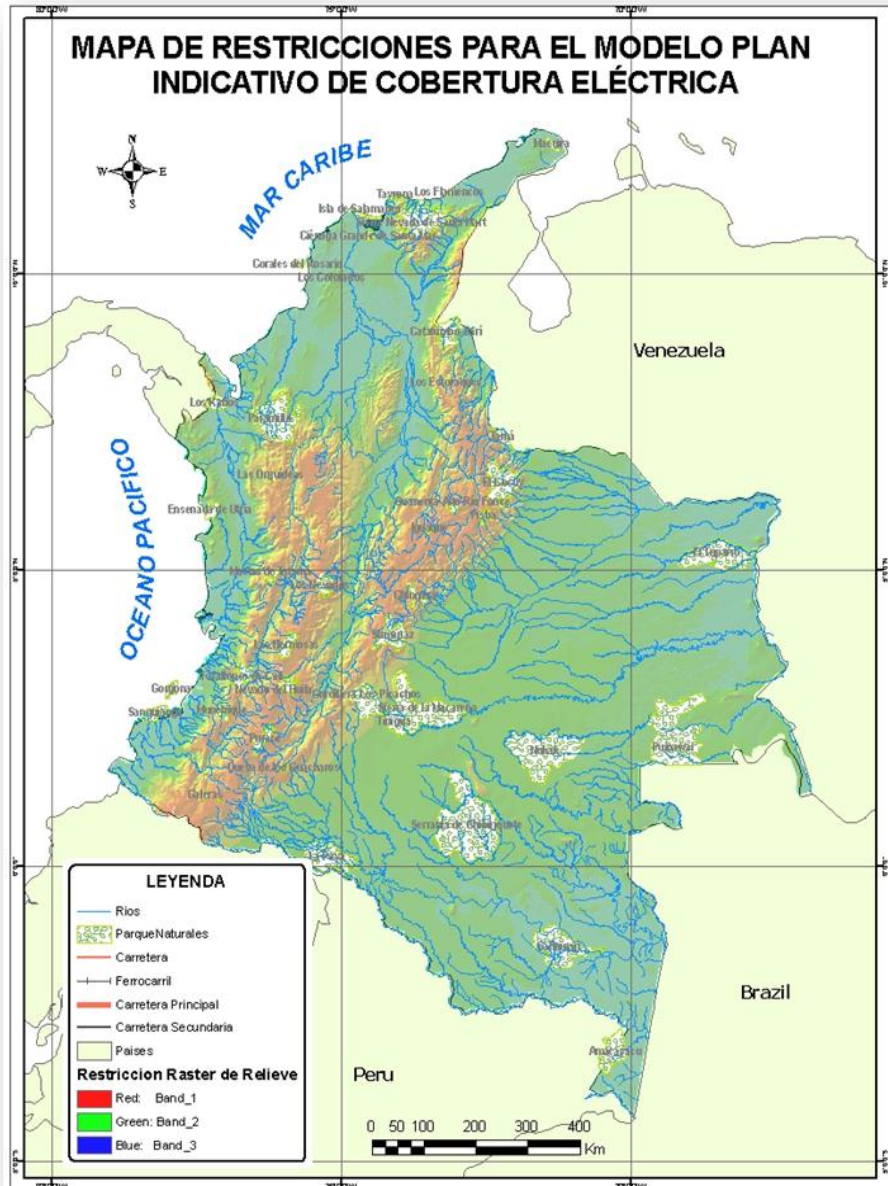
Criterio	# Ctos 13,2 kV
100 = VSScp	1
100 < VSScp <=200	2
200 < VSScp <=300	3
300 < VSScp <=400	4
400 < VSScp <=500	5
500 < VSScp <=600	6

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

Otros criterios técnicos considerados a partir de la selección de los parámetros anteriores son: Regulación de voltaje $\leq 10\%$ y pérdidas $\leq 5\%$.

Se asumieron costos adicionales por aproximación a pendientes, ríos y vías. En este plan se incorporó la restricción de acceso en el caso de la existencia de asentamientos ubicados en parques naturales, mediante la adición de la capa de parques naturales en el modelo del PIEC, que se presentan en la tabla 14.

Figura 12. Mapa Cartografía Básica



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

El mapa topológico utilizado se presenta en la Figura 12 que contiene la información de drenajes dobles (ríos), vías, relieve y zonas (embalses, ciénagas y parques naturales); éstas últimas para el modelo del PIEC implican áreas con restricción de acceso para el desarrollo de infraestructura de interconexión eléctrica.

En las tablas a continuación, se presentan dichos sobrecostos, a precios de 2010.

Tabla 13. Sobrecosto según la pendiente del terreno

Pendiente del terreno	Criterio	Costo (Miles\$/km)
Pendiente Alta	> 30°	41'125
Pendiente Media	entre 10° y 30°	10'281
Pendiente Baja	< 10°	0
Sin pendiente (Plano)	0°	0

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

Tabla 14. Sobrecosto de acuerdo con la existencia de ríos según el caudal

Tipo de río	Criterio	Costo (Miles \$/km)
Río Principal	Alto caudal	82'250

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

Tabla 15. Sobrecosto según la cercanía a las vías

Tipo	Criterio	Costo (Miles\$/km)
Vía Principal Pavimentada	Distancia <12 km	0
Vía Secundaria pavimentada	Distancia <8 km	0
Carretera/Ferrocarril	Distancia < 4 km	10'281
Sin vías	-	41'125

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

5.3.1.3 Costos de redes nivel tensión 1

Estos costos se estimaron como un promedio ponderado por la energía útil del nivel 2, a partir de los cargos máximos del nivel de tensión 1 de los sistemas operados por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, tanto para inversión como AOM definidos por la CREG en resolución específica para cada uno de ellos. Se indican en la Tabla 16.

Tabla 16. Costos reconocidos para Niveles de Tensión 1

Cargo Nivel de tensión 1	VALOR (\$) de Dic de 2007 /kWh)	VALOR por usuario (\$) de 2010)
Inversión Nivel de tensión 1	29.257	296.986
AOM Nivel de tensión 1	9.8311	99.795

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

Con un consumo de 120 kWh por usuario, los costos actualizados al año 2010 y reflejados a nivel de usuario, corresponden a \$296.986 y \$99.795 respectivamente.

5.3.2 Costos de AOM del nivel 2

A partir de los porcentajes de referencia de AOM para cada operador de red definidos en los actos administrativos de la CREG, se determinó el porcentaje de AOM promedio con el cual se establecen los costos de AOM de las inversiones en el nivel de tensión 2. Los resultados se presentan en la Tabla 17.

Tabla 17. Porcentaje AOM de nivel 2

nivel de tensión 2	%
promedio de AOM	3.27

Fuente Cálculos UPME, Grupo Cobertura y Fondos 2010

5.3.3 Costos de energía aguas arriba (G+T+D3+D4)

Para la estimación del costo de energía aguas arriba de la interconexión, que se requiere para el análisis comparativo de esta alternativa vs plantas locales a diesel, se tomó para cada actividad de la cadena de prestación del servicio, el valor máximo reportado por las empresas para el mes de enero de 2010, publicado en el SUI. Con esta información se estimó una tarifa de 236.6\$/kWh que comprende los costos de generación, transmisión con sus respectivas pérdidas, otros costos y distribución en los niveles 3 y 4, así.

$$\begin{aligned} D3+D4 &= 49.82 \text{ \$/kWh} \\ G+T &= 150.88 \text{ \$/kWh} \\ Rm+Pr &= 35.90 \text{ \$/kWh} \end{aligned}$$

Esta tarifa de \$236.6 /kWh y considerando un consumo de 120 kWh por usuario, para los proyectos del plan, genera un costo por usuario de \$2.401.762 que se utilizará como el costo de energía aguas arriba.

5.3.4 Resumen costos comparativos para interconexión al SIN

En la Tabla 18, se presenta el resumen de los costos utilizados para la alternativa de interconexión al SIN en la etapa de comparación. Se resalta que para facilidad de la ejecución del modelo los costos se expresan por usuario exceptuando los costos de la línea, tanto inversión como AOM, que se expresan por kilómetro.

Tabla 18. Resumen costos comparativos para interconexión al SIN

Costos de	\$/usuario 2010	\$/km 2010
Inversión transformador	47,810	
AOM transformador (3.27%)	1,564	
Inversión línea Nivel de tensión 2		41,125,059
AOM línea (3.27%)		1,345,083
Red Nivel de tensión 1	296,986	
AOM Nivel de tensión 1	99,795	
Energía Aguas Arriba	2,401,762	
Total Costo Comparativo	2,847,916	42,470,142

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

Establecidos los costos de los diferentes ítemes de la alternativa de interconexión al SIN y con el fin de comparar esta alternativa con la generación local, se determinó la siguiente fórmula que estima el costo de la interconexión para el modelo del plan:

$$COSTO_INTERCONEXIÓN = [(42'470.142 * km) + \$Pendientes + \$Ríos + \$Vías + (2'847.916 * VSScp)]$$

Siendo:

$\$Pendientes$: sobrecosto de la Tabla 13.

$\$Ríos$: sobrecosto de la Tabla 14.

$\$Vías$: sobrecosto de la Tabla 15.

Esta fórmula calcula el valor total que cuesta en cada centro poblado la conexión a la subestación más cercana, para ello considera los costos por kilómetro acumulados para cada centro poblado y los costos de la inversión del transformador (si lo requiere), de la Red, del AOM y de la Energía Aguas Arriba.

5.4 PARÁMETROS ESPECÍFICOS PARA SOLUCIÓN CON GENERACIÓN LOCAL

El costo de la generación local comprende:

1. Inversión y AOM en plantas diesel
2. Costo de combustibles y lubricantes de las plantas
3. Inversión en redes de Nivel 1 y Nivel 2
4. Administración, operación y mantenimiento redes de Nivel 1 y Nivel 2
5. Costo de transformación

Para esta solución se plantea que cada centro poblado sin el servicio de energía se proveerá a través de una planta diesel propia. No se tiene en cuenta la alternativa de suministrar energía de un centro poblado a partir de otro.

Se mantiene el supuesto de que centros poblados ubicados a menos de un (1) kilómetro de una planta diesel le corresponde a la empresa prestadora del servicio llevar la energía eléctrica hasta el usuario.

5.4.1 Inversión y AOM en plantas diesel

Se utilizan combinaciones razonables de varios tamaños de capacidad desde 30 kW hasta 200 kW hasta completar la capacidad requerida, según se muestra en la Tabla 20.

Para estimar la inversión requerida con plantas diesel para la prestación del servicio en un centro poblado durante 30 años, se supone una reposición de la planta inicial cada cinco años y se valoriza con los costos establecidos para inversión y AOM de la Resolución CREG 057 de 2009 indicados en la Tabla 19.

Tabla 19. Costos de Inversión y Mantenimiento \$/kWh de dic/2006

Tamaño Planta Diesel kW Nominal	Inversión 24 Horas \$/kWh	Inversión 12 Horas \$/kWh	Mantenimiento \$/kWh
20	309.34	343.79	110.02
25	272.97	301.87	90.88
30	237.87	263.18	79.72
35	207.45	229.56	69.70
40	183.08	202.61	61.58
50	161.43	178.82	55.01
55	152.42	168.90	52.18
75	124.25	137.81	43.05
115	132.42	153.93	41.59
150	122.30	141.25	39.86
200	108.00	130.23	33.48

Fuente CREG Resolución 057 de 2009

Los valores de la inversión requerida se expresan en precios del año 2010 y los costos de administración de plantas diesel se estiman como el 10% de los costos del combustible y lubricante para cada centro poblado. Por su parte, los costos de mantenimiento dependen de la capacidad de la planta, tiempo de servicio y consumo de energía del total de viviendas a beneficiarse, resultados que se presentan en la Tabla 20.

Tabla 20. Costos para comparar la alternativa de plantas Diesel

Demanda por Usuario		0.7	Tasa Descuento (Wacc)	14.69%	Factor Anualidad		\$ 0.29613
Vida Proyecto Años		30	Vida Planta Años	5	Factor Capitalización		\$ 6.6959
No. Usuarios	CEC: Consumo Específico del Combustible gal/kWh	CEL: Consumo Específico de Lubricante gal/kWh	Composición Plantas kW nominal	Tamaño Planta Diesel kW Nominal	Costo planta diesel a 2010	Inversión 24 Horas \$/kWh	Mantenimiento \$/kWh
< 10	0.088	0.0005	30.	30.00	\$ 79,459,303	\$ 157,555,125	\$ 79.72
10	0.088	0.0005	30.	30.00	\$ 79,459,303	\$ 157,555,125	\$ 79.72
43	0.088	0.0005	50.	50.00	\$ 89,874,829	\$ 178,207,451	\$ 55.01
71	0.088	0.0005	2*30	60.00	\$ 158,918,606	\$ 315,110,250	\$ 79.72
86	0.088	0.0005	30+50	80.00	\$ 169,334,132	\$ 335,762,576	\$ 67.37
114	0.088	0.0005	50+75	125.00	\$ 193,637,582	\$ 383,952,440	\$ 49.03
179	0.088	0.0005	2*75	150.00	\$ 207,525,506	\$ 411,489,979	\$ 43.05
214	0.088	0.0005	75+115	190.00	\$ 273,327,376	\$ 541,964,592	\$ 42.32
271	0.0825	0.0005	2*115	230.00	\$ 339,129,246	\$ 672,439,205	\$ 41.59
329	0.0825	0.0005	75+200	275.00	\$ 344,275,211	\$ 682,642,832	\$ 38.27
393	0.0825	0.0005	115+200	315.00	\$ 410,077,081	\$ 813,117,445	\$ 37.54
450	0.0825	0.0005	2*200	400.00	\$ 481,024,915	\$ 953,795,685	\$ 33.48
571	0.0825	0.0005	115+2*200	515.00	\$ 650,589,538	\$ 1,290,015,288	\$ 37.54
736	0.0825	0.0005	3*200	600.00	\$ 721,537,373	\$ 1,430,693,528	\$ 33.48
857	0.0825	0.0005	115+3*200	715.00	\$ 891,101,996	\$ 1,766,913,131	\$ 33.48
1021	0.0825	0.0005	4*200	800.00	\$ 962,049,830	\$ 1,907,591,371	\$ 33.48
1143	0.0825	0.0005	5*200	1,000.00	\$ 1,202,562,288	\$ 2,384,489,214	\$ 33.48
1429	0.0801	0.0005	6*200	1,200.00	\$ 1,443,074,746	\$ 2,861,387,056	\$ 33.48
1714	0.0801	0.0005	7*200	1,400.00	\$ 1,683,587,203	\$ 3,338,284,899	\$ 33.48
2000	0.0801	0.0005	8*200	1,600.00	\$ 1,924,099,661	\$ 3,815,182,742	\$ 33.48
2286	0.0801	0.0005	9*200	1,800.00	\$ 2,164,612,118	\$ 4,292,080,584	\$ 33.48
2571	0.0801	0.00025	10*200	2,000.00	\$ 2,405,124,576	\$ 4,768,978,427	\$ 33.48
2857	0.0722	0.00025	12*200	2,400.00	\$ 2,886,149,491	\$ 5,722,774,113	\$ 33.48
3429	0.0722	0.00025	14*200	2,800.00	\$ 3,367,174,406	\$ 6,676,569,798	\$ 33.48
4000	0.0722	0.00025	16*200	3,200.00	\$ 3,848,199,322	\$ 7,630,365,483	\$ 33.48

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

5.4.2 Costos de combustibles y lubricantes de las plantas

Para estimar el costo del combustible se toma la estructura de costos del ACPM con precios internacionales proyectados por la UPME al año 2014 expresados en el año 2010. Con esta información se calcula el precio de venta en planta de abasto mayorista, el cual se presenta desagregado en la Tabla 21.

Tabla 21. Costo de combustible a nivel mayorista en \$/galón proyectado a 2014

ítem	ACPM a precio internacional
Ingreso al productor	4,864
Tarifa de marcación	3.39
Impuesto global	439
Impuesto a las ventas	716
Precio de venta al distribuidor mayorista	6,021
Margen mayorista	249
Precio de venta en planta de abasto mayorista	6,271

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

El costo del lubricante se estimó en \$ 43.725 precio de 2010, basado en el precio al detal en Bogotá, reduciendo este valor en un 40% que se supone corresponde al valor del transporte y márgenes de comercialización. El valor utilizado en el plan es de \$26.235.

Costos de Transporte del Combustible y lubricante

Para determinar este costo, se tomó como base la tabla de tarifas de transporte por poliductos¹³ -Tabla 22 -, de la cual se tomaron las plantas de abasto para los centros poblados a electrificar.

Tabla 22. Tarifas de transporte de combustible por poliductos

Sitio de entrega	Valor (\$/gal a 2010)
BUCARAMANGA	127.30
LIZAMA	94.80
SEBASTOPOL	143.97
TOCANCIPA	318.64
PTO. NIÑO	173.87
SALGAR	198.14
MANSILLA-CONSORCIO	298.34
PUENTE ARANDA	318.64
SALGAR	198.14
MARIQUITA	220.17
GUALANDAY	272.62
NEIVA	343.03
LA PINTADA	289.05
MEDELLIN	273.95
BUGA	336.59
MULALO	348.60
YUMBO	349.78
BUENAVENTURA	399.89
BUENAVENTURA/YUMBO	450.02
MANIZALES	311.86
PEREIRA	311.86
CARTAGENA	63.78

Fuente: Ecopetrol 2010

Los costos desde la planta de abasto a cada sitio a electrificar se calcularon utilizando la matriz de Costos de Transporte de Combustible y Lubricante Para Generación Eléctrica en ZNI \$/Galón de la CREG y de esta forma para los municipios que cuentan con esta información de costo de transporte se tiene el costo total del combustible y lubricantes al sumar el costo de transporte más el de la planta de abasto.

Teniendo en cuenta que en la matriz de la CREG no se reportan la información de todos los municipios del país sino solo de ZNI, se optó por utilizar un promedio por

¹³ Fuente ECOPETROL

departamento. Como resultado del proceso quedan departamentos sin esta información, por lo que se estimó un factor de conversión de \$10,996/galón por km, el cual se multiplica por la distancia desde la planta de abastos hasta la cabecera municipal correspondiente y se adiciona la tarifa por transporte de la planta de abasto. Ver en la Tabla 23 los resultados por departamento utilizados.

Tabla 23. Costo promedio de Combustible y Lubricante por departamento (\$ por galón /2010)

Departamento	Total Transporte	CC: Costo Total Combustible incluido transporte	CC: Costo Total Lubricante incluido transporte
Antioquia	\$ 2,065.17	\$ 8,336.17	\$ 28,300.17
Atlántico	\$ 1,438.36	\$ 7,709.36	\$ 27,673.36
BOGOTA D.C.	\$ 648.54	\$ 6,919.54	\$ 26,883.54
Bolívar	\$ 1,446.90	\$ 7,717.90	\$ 27,681.90
Boyacá	\$ 3,397.70	\$ 9,668.70	\$ 29,632.70
Caldas	\$ 421.83	\$ 6,692.83	\$ 26,656.83
Caquetá	\$ 4,792.99	\$ 11,063.99	\$ 31,027.99
Cauca	\$ 2,303.07	\$ 8,574.07	\$ 28,538.07
Cesar	\$ 2,997.43	\$ 9,268.43	\$ 29,232.43
Córdoba	\$ 2,806.03	\$ 9,077.03	\$ 29,041.03
Cundinamarca	\$ 648.54	\$ 6,919.54	\$ 26,883.54
Choco	\$ 2,997.43	\$ 9,268.43	\$ 29,232.43
Huila	\$ 453.00	\$ 6,724.00	\$ 26,688.00
La Guajira	\$ 4,297.49	\$ 10,568.49	\$ 30,532.49
Magdalena	\$ 2,461.05	\$ 8,732.05	\$ 28,696.05
Meta	\$ 3,293.77	\$ 9,564.77	\$ 29,528.77
Nariño	\$ 2,064.35	\$ 8,335.35	\$ 28,299.35
Norte de Santander	\$ 1,446.90	\$ 7,717.90	\$ 27,681.90
Quindío	\$ 421.83	\$ 6,692.83	\$ 26,656.83
Risaralda	\$ 421.83	\$ 6,692.83	\$ 26,656.83
Santander	\$ 787.10	\$ 7,058.10	\$ 27,022.10
Sucre	\$ 2,916.00	\$ 9,187.00	\$ 29,151.00
Tolima	\$ 330.14	\$ 6,601.14	\$ 26,565.14
Valle	\$ 509.86	\$ 6,780.86	\$ 26,744.86
Arauca	\$ 2,286.45	\$ 8,557.45	\$ 28,521.45
Casanare	\$ 2,286.45	\$ 8,557.45	\$ 28,521.45
Putumayo	\$ 7,153.48	\$ 13,424.48	\$ 33,388.48
San Andrés y Providencia	\$ 3,362.78	\$ 9,633.78	\$ 29,597.78
Amazonas	\$ 6,284.18	\$ 12,555.18	\$ 32,519.18
Guainía	\$ 6,607.92	\$ 12,878.92	\$ 32,842.92
Guaviare	\$ 6,284.18	\$ 12,555.18	\$ 32,519.18
Vaupés	\$ 6,284.18	\$ 12,555.18	\$ 32,519.18
Vichada	\$ 2,286.45	\$ 8,557.45	\$ 28,521.45

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

5.4.3 Inversión y AOM en redes Nivel tensión 1 y 2

Se utilizan los cargos de distribución establecidos en la Resolución CREG No 057 de 2009 actualizados con el IPP a junio 2010 los cuales se indican en la Tabla 24. Con estos cargos de distribución y los consumos de energía que se estiman para las viviendas a electrificar, se determinan los costos de inversión y AOM de las redes en los niveles de tensión 1 y 2.

Tabla 24. Costos reconocidos para Niveles de Tensión 1 y 2

Nivel de Tensión	Total (INV +AOM) [\$/kWh) a diciembre de 2006	Total (INV +AOM) [\$/kWh) a junio 2010
1	83.72	93.64
2	14.11	15.782

Fuente: CREG y actualización UPME 2010

5.4.4 Costo de Transformación

Se considera el costo por usuario de \$ 125,945 a partir del costo de un transformador elevador con capacidad de 200 kVA.

5.4.5 Resumen costos comparativos para plantas diesel

Los costos comparativos utilizados para la solución diesel consideran en primera instancia la selección de la planta que suplirá los requerimientos de energía de las viviendas a electrificar por centro poblado y se calculan teniendo en cuenta la siguiente ecuación:

$$\text{Costo_generación_diesel} = [\text{InvPlanta} + \text{CC} + \text{CL} + \text{CA} + \text{CR} + \text{CTE}]$$

Donde:

InvPlanta: Inversión de la planta que varía de acuerdo al tamaño de la planta, que depende de las viviendas a electrificar. Ver Tabla 20

CC: Costo del combustible que es el producto del consumo específico del mismo por el consumo de energía de las viviendas y el precio del combustible. Ver Tabla 20

CL: Costo del lubricante que es el producto del consumo específico del mismo por el consumo de energía de las viviendas y el precio del lubricante. Ver Tabla 20

CA: Corresponde al 10% de los costos de combustibles y lubricantes

CR: Costo de las redes de niveles 1 y 2 que depende del cargo de distribución y el consumo de energía de las viviendas a electrificar en cada centro poblado. Ver Tabla 24

CTE: Costo del transformador elevador el cual depende de la unidad típica utilizada.

5.5 PARÁMETROS GENERALES PARA VALORAR LA MEJOR ALTERNATIVA DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO

Por comparación de costos se define la mejor alternativa de prestación del servicio para cada centro poblado. La alternativa resultante, ya sea interconexión o diesel, se valora incluyendo solamente la inversión necesaria para llevar el servicio de energía eléctrica de la forma que se explica a continuación:

5.5.1 Solución con Interconexión a la red del SIN

Los costos para valorar se diferencian de los costos para comparar, en que los primeros contienen solo la inversión inicial, es decir, no incluyen los costos de AOM ni los de la energía aguas arriba. A continuación en la Tabla 25, se presentan los costos utilizados para valorar.

Tabla 25. Resumen costos para valorar la alternativa de Interconexión a la red

Costos de	\$/usuario 2010	\$/km 2010
Inversión transformador	47,810	
AOM transformador (3.27%)		
Inversión línea		41,125,059
AOM línea (3.27%)		
Red Nivel de tensión 1	296,986	
AOM Nivel de tensión 1		
Energía Aguas Arriba		
Total Costo Valorar	344,796	41,125,059

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

5.5.2 Solución con generación local

Los costos para valorar con esta solución contienen solo la inversión de la primera planta diesel del periodo evaluado, excluyendo el AOM y la reposición.

Para determinar el costo de inversión se consideró la infraestructura necesaria para prestar el servicio durante 12 horas al día, lo que implica una vida útil de 10 años con overhaul a los 5 años. Así mismo, se utilizó el consumo por usuario de 60 kWh-mes y una demanda por usuario de 0,6 kW. En la Tabla 26, se presentan los costos de inversión y de mantenimiento de acuerdo con el número de usuarios que se buscan atender.

Tabla 26. Costos para valorar la alternativa de plantas Diesel

No. Usuarios	Composición Plantas kW nominal	Tamaño Planta Diesel kW Nominal	Costo planta diesel a 2010	Inversión 12 Horas \$/kWh
< 10	30.	30	\$ 79,459,303.18	\$ 104,762,109.21
10	30.	30	\$ 79,459,303.18	\$ 104,762,109.21
50	50.	50	\$ 89,874,828.77	\$ 118,494,326.66
83	2*30	60	\$ 158,918,606.36	\$ 209,524,218.42
100	30+50	80	\$ 169,334,131.95	\$ 223,256,435.87
133	50+75	125	\$ 193,637,581.75	\$ 255,299,010.62
208	2*75	150	\$ 207,525,505.95	\$ 273,609,367.92
250	75+115	190	\$ 273,327,376.03	\$ 360,365,007.90
317	2*115	230	\$ 339,129,246.12	\$ 447,120,647.88
383	75+200	275	\$ 344,275,210.58	\$ 453,905,279.37
458	115+200	315	\$ 410,077,080.66	\$ 540,660,919.36
525	2*200	400	\$ 481,024,915.20	\$ 634,201,190.83
667	115+2*200	515	\$ 650,589,538.26	\$ 857,761,514.77
858	3*200	600	\$ 721,537,372.80	\$ 951,301,786.24
1000	115+3*200	715	\$ 891,101,995.86	\$ 1,174,862,110.18
1192	4*200	800	\$ 962,049,830.40	\$ 1,268,402,381.66
1333	5*200	1000	\$ 481,024,915.20	\$ 634,201,190.83
1667	6*200	1200	\$ 1,443,074,745.60	\$ 1,902,603,572.48
2000	7*200	1400	\$ 1,683,587,203.20	\$ 2,219,704,167.90
2333	8*200	1600	\$ 1,924,099,660.80	\$ 2,536,804,763.31
2667	9*200	1800	\$ 2,164,612,118.40	\$ 2,853,905,358.73
3000	10*200	2000	\$ 2,405,124,576.00	\$ 3,171,005,954.14
3333	12*200	2400	\$ 2,886,149,491.20	\$ 3,805,207,144.97
4000	14*200	2800	\$ 3,367,174,406.40	\$ 4,439,408,335.80
4667	16*200	3200	\$ 3,848,199,321.60	\$ 5,073,609,526.62

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

5.6 RECURSOS PARA FINANCIAR LA INVERSIÓN

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

Estas inversiones valoradas se podrán ejecutar con recursos privados y públicos de acuerdo con los siguientes supuestos:

Con Recursos Privados. Los operadores de red deberán invertir en la infraestructura necesaria para brindar el servicio a las viviendas que se encuentran a una distancia menor de 5 km de una subestación de 34,5/13,2 kV para el SIN o, de 1 km de la planta diesel para la ZNI. De esta forma se calcula para cada municipio y departamento el total de los costos en inversión que podrían asumir los diferentes OR's, haciendo su reconocimiento mediante un ajuste tarifario.

Con Recursos Públicos. El resto de inversiones requeridas para el periodo del plan, 2010 – 2014, se podrá ejecutar con recursos derivados de los fondos de financiación de proyectos para el SIN y para las ZNI, como son FAER, FAZNI,

FNR y FAEP. Considerando que la destinación de recursos de regalías para el sector eléctrico finalizó en el año 2009, se hizo el supuesto que se tendrán recursos de este fondo solo hasta el año 2010. Teniendo en cuenta la propia destinación de los fondos, los recursos del FAER se aplican para los costos correspondientes a Interconexión al SIN y los del FAZNI a los costos de plantas de generación local. Los recursos disponibles por regalías FNR y FAEP se aplican proporcionalmente a SIN y ZNI

Tabla 27. Recursos disponibles en los fondos - Millones \$ 2010

Recursos por fondo	2010	2011	2012	2013	2014	Total
FAER	74,992	74,992	74,992	74,992	74,992	374,959
FNR-SIN	29,595	-	-	-	-	29,595
FAZNI	28,671	28,671	28,671	28,671	28,671	143,355
FNR_ZNI	29,595	-	-	-	-	29,595
Total						577,504

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

La asignación de recursos públicos por municipio se realiza teniendo en cuenta el NBI municipal (Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas) y el déficit de cobertura de cada municipio en la proporción que se señalan en la Tabla 28 a partir de los cuales se calcula el índice de priorización por municipio.

Tabla 28. Variables para el índice de distribución de recursos públicos

Criterio de Asignación de recursos	Índice de distribución de recursos
X: NBI	0,4
Y: Déficit cobertura	0,6
total	1

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

Posteriormente se calcula la participación de cada índice de priorización municipal entre la sumatoria de los índices totales, el valor resultante se multiplica por el total de recursos públicos a nivel país, lo que permite estimar para cada municipio los recursos públicos disponibles y por consiguiente el aumento de cobertura que se alcanza si se ejecuta dicha inversión, teniendo en cuenta el costo por usuario de cada municipio.

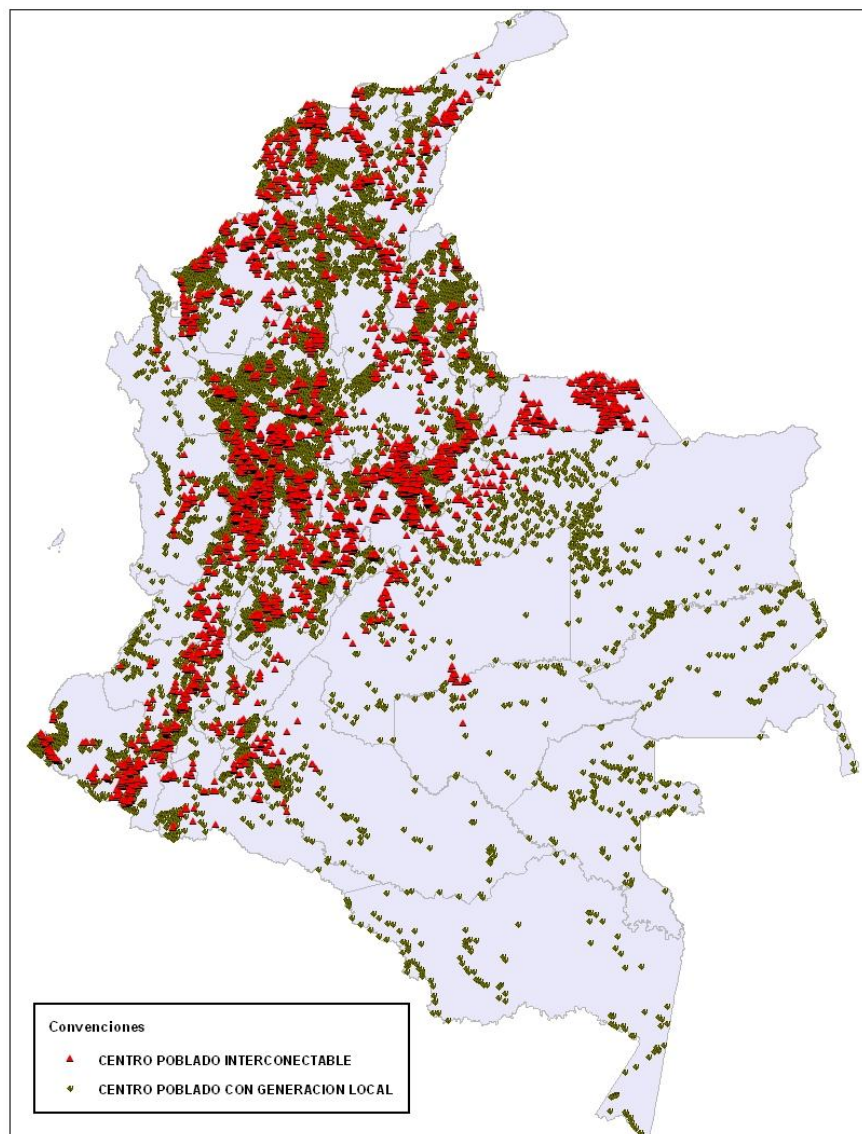
La inversión privada a nivel municipal que se debería realizar corresponde a la agregación a nivel municipal de los costos valorar de la alternativa elegida según corresponda interconexión (caso que el centro poblado se encuentra a una distancia menor a 5km de la S/E) y planta local (caso que el centro poblado se encuentra a una distancia menor a 1km de la planta existente)

Finalmente, se consolida la inversión privada y pública, determinándose el aumento de cobertura alcanzable en el periodo definido en este plan.

6 RESULTADOS POR CENTROS POBLADOS (INTERCONECTABLES O NO INTERCONECTABLES)

Los resultados de este plan arrojan que una gran mayoría de centros poblados tienen como mejor alternativa de prestación del servicio la solución diesel. Lo que significa que en estas localidades se debe analizar con mayor detalle el tipo de solución aislada que sea técnica y económicamente favorable. Ver Figura 13.

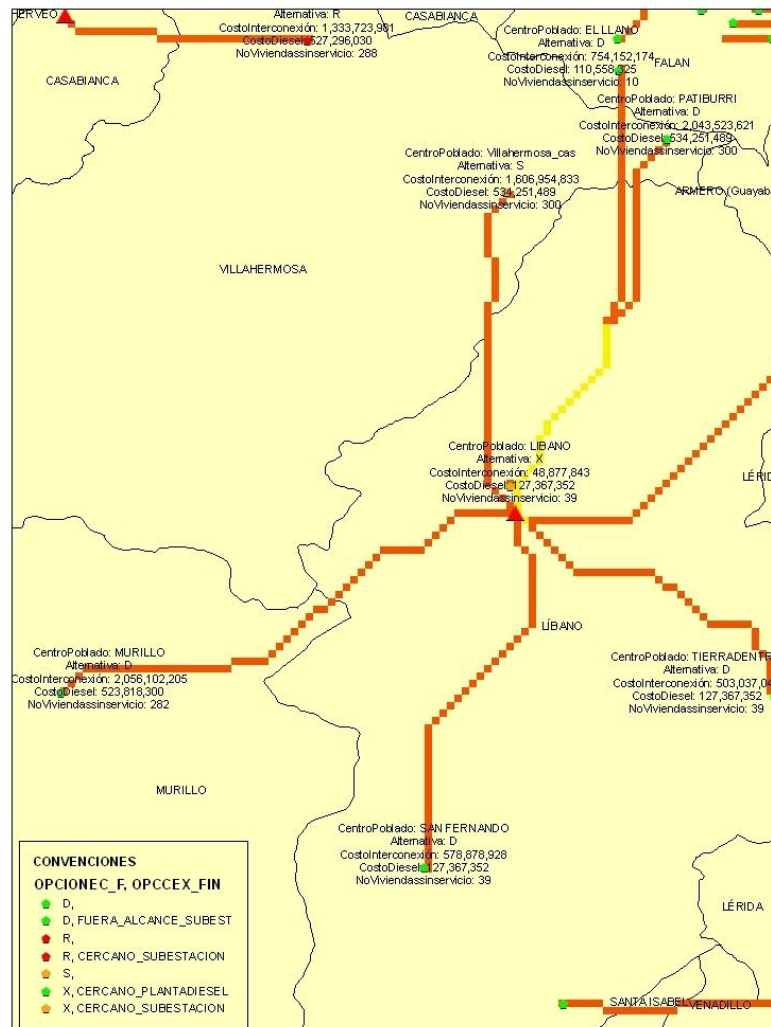
Figura 13. Resultado por centro poblado, interconectable y no interconectable



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

En la Figura 14, se presentan algunos resultados del modelo SIG a nivel de centro poblado identificando los costos de las alternativas de electrificación y la trayectoria de las rutas de interconexión, el cual se puede observar en detalle en la página de la UPME

Figura 14. Resultados por centro poblado



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

6.1 COBERTURA ELÉCTRICA ALCANZABLE EN EL PAÍS

A partir de los resultados del plan, se calcula que para alcanzar una cobertura nacional del 100% se necesitaría alrededor de 3'392.669 millones de pesos para beneficiar a 562.074 nuevos usuarios (ver Tabla 30).

Teniendo en cuenta una inversión pública de 518.586 millones de pesos, se obtendría una cobertura de 95,97%, si a lo anterior se adiciona una inversión privada de 607.059 millones de pesos, se alcanzaría una cobertura total de 97,21% para el año 2014.

Tabla 29. Cobertura e inversiones estimadas al 2014 discriminadas para cada sistema

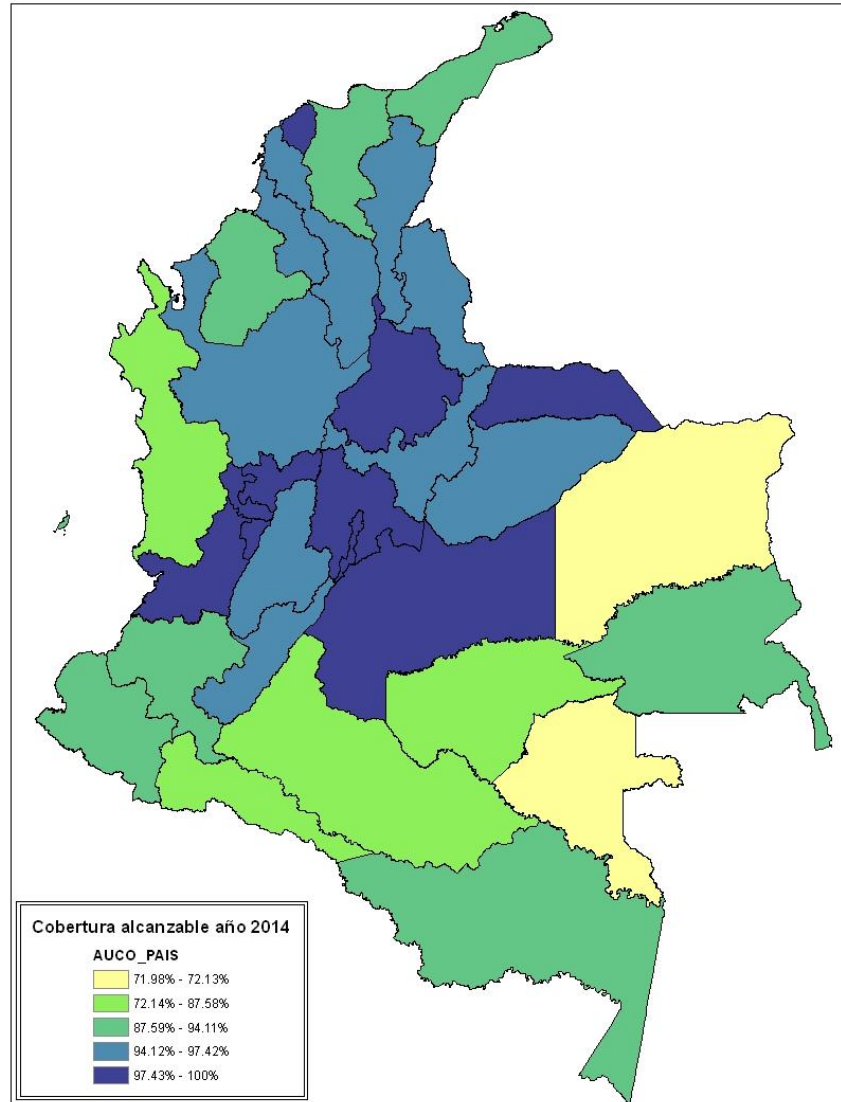
Total	SIN	ZNI*	Total
Cobertura 2009 [%]	95.56%	65.16%	94.9%
Viviendas sin servicio 2009	483,256	78,818	562,074
Inversión total para alcanzar el 100%	3,164,323	228,346	3,392,669
Inversión Pública [Millones \$]	367,968	150,618	518,586
Nuevos Usuarios	61,413	52,635	114,048
Cobertura 2014 [%]	96.12%	88.43%	95.97%
Inversión Privada [Millones \$]	593,259	13,801	607,059
Nuevos Usuarios	133,606	4,820	138,426
Inversión Total [Millones \$]	961,227	164,419	1,125,646
Nuevos Usuarios	195,019	57,455	252,474
Cobertura 2014 [%]	97.35%	90.56%	97.21%

* Incluye la región Insular: San Andrés y Providencia
Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

En los departamentos de Antioquia, Nariño y Boyacá se concentra la mayor inversión que se debe realizar dado el mayor número de necesidades del servicio reportadas en dichos departamentos. Así mismo, se evidencia que mientras las mayores inversiones requeridas se ubican en el sistema interconectado que corresponde a las regiones Andina, Pacífica y Caribe, las menores inversiones se localizan en el sistema no interconectado correspondiente a las regiones de Orinoquía y Amazonía.

En el mapa de la Figura 15, se presenta la cobertura alcanzable al año 2014, con recursos públicos y privados. Los niveles más bajos estimados a que se llegará en el año 2014, se encuentran en el rango de 71,98% a 72,13% que corresponden a los departamentos de Vichada y Vaupés, seguidos de Guainía y Amazonas. A nivel de metas de cobertura las zonas no interconectadas presentan el mayor incremento, pasando de 65,16 en el 2009 % a 90% en el 2014.

Figura 15. Cobertura departamental alcanzable año 2014



Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

6.2 COBERTURA ELÉCTRICA ALCANZABLE EN EL SIN

Los resultados arrojados por el Plan indican que para alcanzar el 100% de cobertura en el área de influencia del SIN se necesitará un total de 3.164.323 millones de pesos.

Considerando una inversión pública de 367.968 millones de pesos, se alcanzaría una cobertura de 96.12 %. Así mismo, si se realiza una inversión privada de 593.259 millones de pesos se tendría al finalizar el 2014 una cobertura de 97.35%.

En la Tabla 30, se anexa el resumen por departamentos de la cobertura del SIN 2009 y la alcanzable al 2014 tanto con recursos públicos como privados.

Tabla 30. Resumen de la cobertura del SIN 2009 y alcanzable al 2014 con recursos públicos y privados

Departamento	Cobertura SIN 2009	Deficit Cobertura	Presupuesto alcanzar 100% (en millones de pesos)	Aumento Cobertura 2014 inv pública	Inversión Pública (en millones de pesos)	Inversión Privada (en millones de pesos)	Aumento Cobertura (publico+privado)	Total inversión (público+privado) en millones de pesos
Putumayo	79.97%	20.0%	77.443	82.03%	8,034	5,811	84.9%	13,845
Guaviare	68.46%	31.5%	30,995	71.31%	2,828	1,705	76.8%	4,533
Vichada	0.00%	100.0%	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Guainía	0.00%	100.0%	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Vaupés	0.00%	100.0%	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Chocó	83.48%	16.5%	56,050	87.69%	18,094	3,194	89.5%	21,288
Amazonas	0.00%	100.0%	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Caquetá	82.31%	17.7%	90,611	83.99%	10,345	6,589	86.5%	16,933
La Guajira	84.94%	15.1%	102,081	86.72%	12,496	7,635	90.8%	20,131
Casanare	90.19%	9.8%	25,188	91.39%	5,119	6,955	95.6%	12,074
Cauca	89.90%	10.1%	140,221	91.63%	21,045	34,904	94.2%	55,949
Nariño	86.93%	13.1%	289,014	89.00%	46,468	49,932	93.2%	96,400
Córdoba	90.53%	9.5%	196,409	91.88%	27,374	15,208	93.5%	42,583
Sucre	93.93%	6.1%	66,634	94.59%	7,059	7,193	96.0%	14,252
Bolívar	91.94%	8.1%	167,145	92.53%	16,245	14,283	94.6%	30,528
Magdalena	89.90%	10.1%	160,899	91.19%	25,629	14,207	93.5%	39,836
Cesar	92.56%	7.4%	127,457	93.78%	22,789	9,416	95.8%	32,205
Cundinamarca	97.85%	2.2%	107,535	98.11%	8,556	30,319	99.3%	38,875
Antioquia	96.49%	3.5%	506,592	96.81%	38,683	103,154	97.4%	141,837
Boyacá	91.41%	8.6%	239,953	92.67%	33,370	104,568	96.9%	137,937
Tolima	93.56%	6.4%	178,580	94.44%	18,167	25,887	96.2%	44,054
Norte de Santander	95.39%	4.6%	133,240	95.65%	6,709	14,033	96.7%	20,742
Arauca	94.29%	5.7%	12,403	96.83%	3,482	6,396	99.2%	9,879
San Andres y Providencia	0.00%	100.0%	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Huila	94.48%	5.5%	57,997	95.11%	7,307	4,889	96.3%	12,196
Valle	98.95%	1.1%	46,564	99.03%	4,134	11,323	99.3%	15,457
Santander	97.75%	2.3%	65,882	98.11%	10,057	11,116	98.9%	21,173
Caldas	98.36%	1.6%	109,247	98.41%	778	52,463	99.3%	53,241
Quindío	98.71%	1.3%	6,350	98.93%	965	2,810	99.5%	3,774
Meta	96.95%	3.0%	46,857	97.60%	4,660	6,485	98.9%	11,144
Risaralda	98.42%	1.6%	90,215	98.42%	-	34,145	99.1%	34,145
Atlántico	98.86%	1.1%	31,744	99.17%	7,576	7,623	99.6%	15,199
BOGOTÁ D.C.	99.76%	0.2%	1,017	99.76%	-	1,015	100.0%	1,015
	95.56%	4.4%	3,164,323	96.12%	367,968	593,259	97.35%	961,227

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

6.3 COBERTURA ELÉCTRICA ALCANZABLE EN LA ZNI

Según los resultados del Plan, para alcanzar el 100% de cobertura en el área de influencia de la ZNI, se necesitaría un total de 228.346 millones de pesos.

Con una inversión pública de 150.618 millones de pesos, se alcanzaría una cobertura 88.43% y con una inversión privada de 13.801 millones se tendría al finalizar el 2014 una cobertura de 90.56% y un total de 57.455 nuevos usuarios.

Se evidencia que los mayores niveles de cobertura en ZNI se ubican en los departamentos de Guaviare, Nariño, Valle y Antioquia.

A continuación, en la Tabla 31 se presenta el cuadro resumen por departamento de la cobertura de la ZNI 2009 y alcanzable al 2014 tanto con recursos públicos como privados.

Tabla 31. Resumen de la cobertura de la ZNI 2009 y alcanzable al 2014 con recursos públicos y privados

Departamento	Cobertura ZNI 2009	Deficit Cobertura	Presupuesto alcanzar 100% (en millones de pesos)	Aumento Cobertura 2014 inv pública	Inversión Pública (en millones de pesos)	Inversión Privada (en millones de pesos)	Aumento Cobertura (público+privado)	Total inversión (público+privado) en millones de pesos
Putumayo	51.38%	48.62	8,818	92.37%	7,517	1,297	100.0%	8,814
Guaviare	49.07%	50.93	6,999	98.96%	6,540	460	100.0%	6,999
Vichada	56.97%	43.03	28,639	68.54%	8,030	1,377	72.1%	9,407
Guainía	61.41%	38.59	13,265	92.01%	11,590	-	92.0%	11,590
Vaupés	30.21%	69.79	15,386	71.98%	9,366	-	72.0%	9,366
Chocó	50.79%	49.21	56,368	82.02%	33,103	2,762	84.1%	35,865
Amazonas	57.78%	42.22	18,421	90.44%	16,403	-	90.4%	16,403
Caquetá	30.16%	69.84	23,905	88.35%	20,210	1,336	92.4%	21,546
La Guajira	0.00%	100.00	4,411	85.43%	3,752	-	85.4%	3,752
Casanare	62.74%	37.26	10,026	93.34%	7,401	290	97.4%	7,692
Cauca	86.76%	13.24	6,278	90.28%	4,282	258	90.6%	4,541
Nariño	92.94%	7.06	12,376	96.90%	6,417	5,315	100.0%	11,732
Córdoba	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Sucre	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Bolívar	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Magdalena	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Cesar	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Cundinamarca	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Antioquia	94.23%	5.77	371	100.00%	371	-	100.0%	371
Boyacá	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Tolima	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Norte de Santander	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Arauca	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
San Andres y Providencia	80.67%	19.33	6,464	87.57%	2,674	-	87.6%	2,674
Huila	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Valle	98.13%	1.87	127	100.00%	127	-	100.0%	127
Santander	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Caldas	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Quindío	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Meta	35.51%	64.49	16,491	84.76%	12,836	705	87.4%	13,542
Risaralda	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
Atlántico	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
BOGOTÁ D.C.	0.00%	-	-	0.00%	-	-	0.0%	-
	65.16%	34.8%	228,346	88.43%	150,618	13,801	90.56%	164,419

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

6.4 IMPACTO TARIFARIO DE LA EXPANSIÓN

La inversión privada para la expansión de la cobertura de electricidad debe tener un reconocimiento tarifario, para lo cual se calcula el impacto tarifario de las inversiones que se ejecutaran y su correspondiente AOM.

En cuanto a la inversión pública que será financiada a través del FAER - Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas y el Fondo Nacional de Regalías solo podrán reflejarse en la tarifa al usuario final los costos del AOM dado que la inversión se hunde. El resultado a nivel departamental y operador de red se presenta en la Tabla 32.

Tabla 32. Impacto tarifario de la expansión

Departamento	Operador	Costos Unitarios junio 2010 [\$/kWh]	CU con inversión privada [\$/kWh]	CU de la Expansión con costos hundidos inversión pública [\$/kWh]	% del Impacto en la tarifa incluyendo inversión pública y Privada
Antioquia	E.E.P.P.M.M	317.25	318.36	318.37	0.35%
Arauca	ENELAR	478.81	479.70	479.68	0.18%
Atlántico	ELECTRICARIBE	261.34	261.46	261.49	0.06%
BOGOTÁ D.C.	CODENSA	309.71	309.71	309.71	0.00%
Bolívar	ELECTRICARIBE	261.15	261.33	261.26	0.04%
Boyacá	EBSA	416.14	420.69	420.70	1.09%
Caldas	CHEC	351.02	356.09	356.09	1.44%
Caquetá	ELECTROCAQUETA	351.41	351.41	351.41	0.00%
Casanare	ENERCA	407.54	407.54	407.54	0.00%
Cauca	CEDELCA	416.03	417.71	417.70	0.40%
Cesar	ELECTRICARIBE	261.34	261.44	261.55	0.08%
Chocó	DISPAC	314.65	315.86	317.51	0.91%
Córdoba	ELECTRICARIBE	261.15	261.46	261.63	0.18%
Cundinamarca	EEC	476.33	476.39	476.39	0.01%
Guaviare	ENERGUAVIARE	436.24	439.39	440.77	1.04%
Huila	ELECTROHUILA	405.81	405.81	405.81	0.00%
La Guajira	ELECTRICARIBE	261.34	261.41	261.46	0.05%
Magdalena	ELECTRICARIBE	261.34	261.50	261.62	0.11%
Meta	EMSA	341.49	341.69	341.69	0.06%
Nariño	CEDENAR	402.20	403.20	403.20	0.25%
Norte de Santander	CENS	297.15	297.63	297.65	0.17%
Putumayo	Empresa de Energía del Putumayo	343.57	344.82	344.82	0.36%
Quindío	EDEQ	404.81	404.81	404.81	0.00%
Risaralda	CHEC _ MERCADO EEP	232.04	235.18	235.18	1.35%
Santander	ESSA	332.66	332.66	332.66	0.00%
Sucre	ELECTRICARIBE	261.15	261.30	261.35	0.08%
Tolima	ENERTOLIMA	381.21	381.56	381.56	0.09%
Valle del Cauca	EPSA	390.19	390.32	390.32	0.03%

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

Como se observa en los resultados, los únicos departamentos con incremento tarifario, en el periodo 2010-2014, por encima del 1% son Caldas, Risaralda, Guaviare. Las inversiones estimadas para los departamentos de Caquetá, Casanare, Huila, Quindío, Santander no afectarán la tarifa y los restantes se encuentran por debajo del 1%.

7 ESTRATEGIAS Y RECOMENDACIONES

Antes de entrar en materia de estrategias y recomendaciones se presenta un resumen de lo que consideramos han sido los avances más importantes en el tema del planeamiento de la distribución del servicio, para posteriormente mencionar los problemas persistentes.

Avances en el Planeamiento y Expansión de la Cobertura

- Para recopilar y validar la información sobre las necesidades del servicio que las entidades territoriales deben reportar a la UPME, se desarrolló un aplicativo de acceso vía web con el cual se busca analizar y comparar con la información que el operador de red entregue a la UPME en sus planes de expansión de cobertura.
- La UPME logró que el DANE codificara los centros poblados o veredas reportadas por las alcaldías (aproximadamente 2.600 puntos). Insumo que sirvió de base para efectuar la actualización de la cartografía censal.
- Implementación del Sistema de Información de las Zonas No Interconectadas – SIZNI para clasificación y organización de la información de estas regiones con un avance en la incorporación de planos estructurados y georeferenciados de alrededor de 25 localidades o centros poblados.
- Interacción de la información del SIN y ZNI para una adecuada planeación a nivel nacional, logrando la incorporación de los proyectos de interconexión al SIN en construcción y mostrando su impacto en las aéreas de influencia.
- Elaboración de la propuesta de reglamento de OR presentada por la UPME, en cuyo contenido se detalla la metodología de evaluación de los planes de expansión de los OR. Este documento se ha puesto a disposición de los agentes, gremios y demás interesados.
- Se está efectuando la recopilación, validación y análisis de la información de las actividades de comercialización y distribución de energía eléctrica, a partir de lo cual se estructurará un desarrollo para uso de los operadores de red en conjunto con ASOCODIS.
- Se cuenta con aplicativo informativo sobre los diferentes proyectos de electrificación rural que solicitan recursos de los diferentes fondos de financiación.

Temas persistentes por resolver

Como se ha expuesto en forma recurrente en el documento el más grande inconveniente que se tiene para realizar el planeamiento de la actividad de distribución es el tema de la información sobre las necesidades de energía eléctrica.

Sigue siendo evidente la dificultad del establecimiento de los índices de cobertura, ya que si bien se logró una incorporación de otros actores responsables directos de la información requerida, aun falta completarla y llegar a un nivel adecuado de calidad de datos. Lo anterior se dará en la medida en que exista una coordinación por parte de todos los involucrados, es decir entes territoriales, operadores de red, ente planeador y demás instituciones. Se reitera la gran dificultad de los entes territoriales para suministrar la información georeferenciada de sus centros poblados, en muchos casos por el desconocimiento de las tecnologías de información y la falta de interacción con el OR conocedor de la infraestructura existente en las zonas. Como un caso particular, se encontraron diferencias en la información básica de municipios, entre los atributos espaciales y la información alfanumérica, entregada por las fuentes generadoras (DANE _ IGAC)

Particularmente en la ZNI persiste el problema de consecución de la información que es más complejo que en el SIN (altos costos de desplazamiento). Si bien existe una entidad encargada del levantamiento de la misma (IPSE) y se han incorporado nuevos agentes (áreas de servicio exclusivo) no se cuenta con un flujo de información que permita la sostenibilidad del SIZNI.

Siguen presentándose dificultades frente a la toma de decisión por parte del operador de red para realizar ampliaciones de las redes del SIN con la finalidad de aumentar cobertura, esto dado por el bajo consumo, costos altos de la inversión, zonas de difícil gestión y condiciones regulatorias que no brindan un adecuado reconocimiento en tarifa, según lo expresado por varios operadores de red.

Recomendaciones

Para mejoramiento de la calidad de la información:

- Realizar una serie de reuniones con las Gobernaciones con sus alcaldías para explicar la importancia del proceso de universalización del servicio de energía eléctrica y recomendar que unan esfuerzos con las empresas distribuidoras de energía eléctrica para obtener mejores resultados en la recopilación y georeferenciación de las necesidades del servicio.
- Crear un procedimiento automatizado para la validación de la información a nivel de centro poblado que va de la mano con una apropiada coordinación para la recepción de los requerimientos del servicio e infraestructura existente.
- Mejorar la calidad de la información a través de un trabajo conjunto entre las entidades que originan o producen la información necesaria para la actualización del Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura del Servicio de Electricidad (DANE, SSP, IPSE, OR's y ESP's que prestan servicio en las ZNI y SIN).
- Contar con información oportuna a partir de las empresas prestadoras del servicio de las ZNI – ASES y agentes prestadoras de las restantes zonas, oficializando la

entrega mensual a la UPME para efectuar un correcto planeamiento de la expansión de la cobertura.

Para alcanzar la sostenibilidad de la expansión del servicio:

- Desarrollar e implementar un mecanismo de planeación del suministro en las zonas no interconectadas que maximice el desarrollo económico y social de las regiones.
- Propender por el desarrollo de programa URE en las ZNI, que busquen hacer un uso eficiente de la energía impulsado el desarrollo productivo y social de cada una de estas zonas.
- Dar una solución energética integral que atienda las necesidades de sus pobladores y potencie el desarrollo económico y social de la región, para lo cual en el diseño de las soluciones energéticas se tomará en cuenta el potencial productivo de la zona a atender y las experiencias realizadas en el pasado con proyectos piloto a través de los diversos programas de energización realizados.
- Analizar mecanismos para incorporar en las próximas áreas de servicio exclusivo de ZNI, la prestación del servicio de otros energéticos, que coadyuven con el desarrollo productivo de las mismas.
- Analizar mecanismos remuneratorios eficientes para viabilizar la expansión de la cobertura en sitios donde el costo es más alto. Armonizando la regulación con la política de universalización del servicio de energía eléctrica.
- Optimizar la asignación de los recursos de los diferentes fondos de financiación manejándolos con eficiencia haciendo que los proyectos que solicitan recursos de los diferentes fondos hagan parte de los planes de expansión de cobertura y se les asigne recursos de acuerdo a un orden de priorización que tenga en cuenta la eficiencia y la equidad como se hace actualmente con los recursos del FAER.
- Evaluar el impacto de la asignación de recursos para expansión del servicio proveniente de los recursos proveniente de fondos de financiación.
- Implementar esquemas sostenibles para la operación de sistemas aislados que no quedan incluidos dentro de las ASES.
- Generar guías para la realización de estudios de prefactibilidad, factibilidad y diseño de proyectos y operación para zonas no interconectadas con miras a reducir el riesgo de sobrecostos en la fase de construcción y operación de estos proyectos.
- Propiciar la implementación de indicadores sobre el seguimiento de la operación de proyectos de expansión de la cobertura con miras a evaluaciones expost y retroalimentación que se vinculará dentro de las actividades de fortalecimiento del SIZNI.
- Fortalecer el recurso humano técnico en el sector energético tanto para atender los requerimientos de la cadena de abastecimiento del SIN como las particularidades de las ZNI. (indicar directivas de planeamiento y desarrollo del ZNI).

8 ANEXO 1 - INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

8.1 PRINCIPALES PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN AL SIN PERIODO 2006-2010

En la Tabla 33 se muestran los proyectos de interconexión financiados en el lapso comprendido entre los años 2006-2010.

Tabla 33 Principales proyectos de interconexión financiados 2006-2010

Año aprobación recursos	Departamento	Nombre proyecto	Usuarios beneficiarios	Fondo de Financiación	Valor Aprobado Comité	Estado
2006	Meta	N°. 0103 BFAZNI: Construcción de la Subestación Puerto Rico 34.5/13.2 kV - 2 MVA y Línea 34.5 kV Puerto Lleras - Puerto Rico en el Departamento del Meta	1207	FAZNI	\$7.508.020.000	En operación
2007	Boyacá	Interconexión 34,5 kV Yopal - Labranzagrande, Pisba y Paya (Boyacá)	1891	FNR	\$5.127.000.000	En operación
2008	Caquetá	167 BFAZNI Interconexión eléctrica Morelia- Valparaiso - Solita (Circuito sencillo entre Morelia y Valparaiso a 34,5 kV y doble circuito 34.5/13.8 kV Valparaiso- Solita- Caquetá) con subestaciones asociadas y diagnóstico del aprovechamiento forestal	2393	FAZNI	\$10.000.000.000	En operación
2008	Caquetá	Interconexión a 13,2 kV Valparaiso-Campoalegre-Playa Rica	106	OTROS	\$3.137.000.000	En operación
2008	Cauca	BFAZNI No. 77 Interconexión 13,2 kV Puerto Guzmán-Piamonte	539	FAZNI	\$1.321.308.474	En operación
2009	Guaviare	Repotenciación Interconexión Retorno-La Libertad-Calamar	1049	OTROS	\$8.153.000.000	En ejecución
2009	Cauca/Nariño	194 BFAZNI Construcción Línea a 115 kV Popayán a Guapi Costa Caucana - Nariñense	10646	FAZNI	\$210.831.558.401	En ejecución
2009	Caquetá	Construcción interconexión eléctrica a 34,5 kV, San Antonio de Getulchá - Tres Esquinas - Solano, Caquetá	2844	FNR	\$14.671.914.502	En ejecución
2009	Chocó	Construcción interconexión eléctrica a 34,5 kV entre Istmina, Paimadó y San Miguel con transformación 115/34,5 kV de 7 MVA en Istmina y subestaciones asociados de 34,5/13,2 kV Medio San Juan departamento del Chocó	1472	FNR	\$19.000.000.000	En ejecución
2009	Putumayo	Interconexión eléctrica al SIN a 13,2 kV de las veredas de: Rosario bajo, Rosario alto, Maravelez, Palmeras, Villa hermosa, Oasis, Costa Rica, Laureles, Miravalles, Alto Palmira y Guaduales	333	FNR	\$2.772.185.587	En ejecución
2009	Chocó	Construcción Interconexión Istmina K11+000 - Boca de Luis, A 13.200 V Corregimiento De Boca de Luis, en Istmina - Chocó	59	FNR	\$2.772.185.587	Con recursos
2009	Chocó	Construcción Interconexión Eléctrica Vía Panamericana K19+500 - Taridó, a 13.200 V, Municipio Del Canton Del San Pablo - Chocó	162	FNR	\$576.878.000	Con recursos
2009	Chocó	Construcción Interconexión Eléctrica Entrada Taridó - La Victoria a 13.200 V, Municipio Del Canton Del San Pablo Departamento Chocó	100	FNR	\$783.903.000	Con recursos
2009	Chocó	Interconexión eléctrica a las cabeceras municipales del Bajo Baudó y Sipí y zona rural del municipio del Medio San Juan	2177	FNR y DISPAC	\$10.666.028.042	Con recursos
TOTAL			24978		\$297.320.981.593	

Fuentes: Proyectos FNR: DNP 2010; Actas de Comité CAFAZNI; Página web IPSE, agosto 2010; Memorias al Congreso 2009-2010, MINMINAS, pág 123-124.

Aproximadamente 25.000 usuarios se beneficiarán del servicio de energía eléctrica las 24 h. De éstos, ya cuenta con el servicio 6.000 viviendas de los departamentos de Meta, Boyacá y Caquetá.

Específicamente para la interconexión Puerto Lleras-Puerto Rico (ver Figura 16), se alcanzó una cobertura alrededor del 46% (año 2009) para Puerto Rico y pasó de una prestación del servicio de 10 h diarias (2007) a 24 h, a partir del 2008¹⁴.

Figura 16. Principales interconexiones al SIN realizadas en los departamentos de Boyacá, Meta y Guaviare en el período 2006-2010



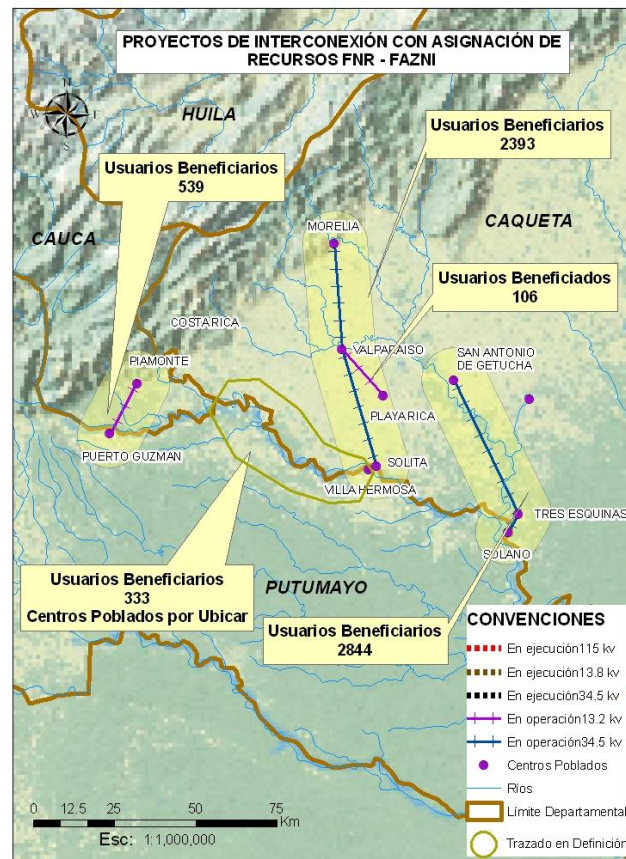
Fuentes: Memorias al Congreso 2009-2010; Rendición de cuentas IPSE, mayo 2010

Respecto a la interconexión Yopal-Labranzagrande-Pisba y Labranzagrande-Paya (ver Figura 16) se logró un incremento de la prestación del servicio en 18h, pasando de 6 h (en el 2009) a 24 h, a partir del 2010, para un total de 1.891 usuarios beneficiarios.

En relación con la interconexión Morelia-Valparaiso-Solita (ver Figura 17) se beneficio Solita. A partir del 31 de julio de 2010 cuenta con 24 h de prestación del servicio.

¹⁴ Fuente IPSE, Documento Rendición de Cuentas, 21 de mayo de 2010, página 85.

Figura 17. Principales interconexiones al SIN realizadas en los departamentos de Caquetá, Putumayo y sur oriente del Cauca en el período 2006-2010



Fuentes: Memorias al Congreso 2009-2010; Rendición de cuentas IPSE, mayo 2010

Es útil mencionar que la interconexión Doncello-Paujil-Cartagena del Chairá (no incluida en la Tabla 3, porque fue financiada en el año 2005 con recursos FAZNI, entró en operación en el año 2008, incrementando sus horas diarias de prestación del servicio de energía eléctrica de 8 h a 24 h. Por lo anterior estas dos regiones (Centro y Sur occidente del Caquetá) han mejorado en gran manera su calidad del servicio y permitirán seguir expandiendo sus redes hacia el sur oriente del departamento.

En cuanto a la interconexión Puerto Guzmán-Piamonte (ver Figura 17) a partir del año 2008, se vio beneficiada la población de Piamonte con 24 h de servicio.

Respecto a la prestación del servicio de energía eléctrica en el Pacífico Colombiano, mediante documento CONPES 3491 de 2007 el Gobierno lanzó “una política de Estado para esta región del país, cuyo objetivo es mejorar las condiciones de vida de la población afrocolombiana a través del mejoramiento al acceso y calidad de los servicios básicos de la población, en cuanto a calidad, confiabilidad e incremento en

horas de prestación del servicio de energía eléctrica; reemplazo de la generación que utiliza combustibles fósiles por tecnologías basadas en energías renovables, donde sea posible; prestación del servicio de E.E. a costos eficientes; utilización de mecanismos para el uso racional de la energía.”

Como resultado de lo anterior los documentos CONPES 3588 y 3600, ambos de 2009, impulsan la interconexión de varios municipios que hacen parte del Pacífico Colombiano, a saber:

Proyecto de interconexión de Popayán-Guapi-Costa Nariñense (ver Figura 18). Esta solución brindará una mayor cobertura a las cabeceras municipales y localidades menores más cercanas a la región costera de Cauca (municipios de López de Micay, Timbiquí y Guapi) y región norte y centro costera de Nariño (El Charco, Iscuandé, La Tola, Mosquera, Olaya Herrera y Francisco Pizarro), las cuales si bien la mayoría de usuarios disponían del servicio de energía eléctrica con base en una generación local térmica diesel, con la entrada en operación del proyecto¹⁵ en mención se mejora ostensiblemente su calidad.

Figura 18. Principales interconexiones al SIN realizadas en los departamentos de la Costa Pacífica Caucana y Nariñense en el período 2006-2010



Fuentes: Memorias al Congreso 2009-2010; Rendición de cuentas IPSE, mayo 2010

¹⁵ Se tiene proyectada en el año 2011, según fuente IPSE.

Teniendo en cuenta el segundo documento CONPES 3600 de agosto de 2009 las interconexiones Itsmina-Paimadó-San Miguel-Sipí e Paimadó-Boca de Pepé-Pizarro (Bajo Baudó) (ver Figura 19):

“incrementarán la cobertura y acceso del servicio de energía eléctrica en comunidades que hoy tienen servicio interrumpido y con elevados costos de prestación, en beneficio de los usuarios y de su calidad de vida. Así mismo, el proyecto en mención contribuirá de manera ostensible con la reactivación económica y social de la región, y ayudará a disminuir los niveles de pobreza de los habitantes de la región al poder integrarse de manera más segura y confiable al sistema interconectado nacional.

También, un elemento fundamental a ser considerado como un impacto positivo para el Gobierno Nacional, es la posibilidad de que en el mediano plazo el nivel de subsidios que se requiere en la prestación del servicio en estos municipios sea menor en términos reales a los requerimientos actuales, ya que hoy en día son atendidos por medio de una generación basada en combustibles fósiles, la cual implica mayores costos.”

Figura 19. Principales interconexiones al SIN realizadas en el departamento de Chocó en el período 2006-2010



Fuentes: Memorias al Congreso 2009-2010; Rendición de cuentas IPSE, mayo 2010

Estas dos interconexiones, Itsmina y Boca de Pepé, permitirán el acceso al SIN de nuevos usuarios de los centros poblados de Paimadó, San Miguel, Sipí y Pizarro, con una entrada en operación prevista para el año 2012, aumentando el número de horas diarias de prestación del servicio de energía eléctrica en 15 h, pasando de 9 h a 24 h.

En relación con la interconexión San Antonio de Getuchá-Tres Esquinas-Solano (ver Figura 17) cuya entrada en operación está proyectada para el año 2011, aumentará el número de horas diarias de prestación del servicio de energía eléctrica en 18 h, pasando de 6 h a 24 h. Este proyecto es considerado de seguridad estratégica para el país porque atenderá el batallón Tres esquinas.

Las demás interconexiones a nivel de 13,2 kV, ubicadas en Putumayo (ver Figura 17) y Chocó (ver Figura 19) y que actualmente se encuentran en construcción permitirán incorporar nuevos usuarios en poblaciones aledañas.

8.2 INDICADORES DE HABITANTE POR VIVIENDA Y PORCENTAJE ZNI

Tal como se expuso en el numeral 4.2, se presenta en la Tabla 34 el índice de habitante por vivienda a nivel municipal, utilizado para determinar las viviendas al año 2009 y el porcentaje de ZNI de cada municipio.

Tabla 34. Indicador habitante por vivienda y porcentaje ZNI

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
5001	Medellín	3.74	0%
5002	Abejorral	3.97	0%
5004	Abriaquí	3.79	0%
5021	Alejandría	3.6	0%
5030	Amagá	3.95	0%
5031	Amalfi	4.17	0%
5034	Andes	4.08	0%
5036	Angelópolis	4.48	0%
5038	Angostura	4.36	0%
5040	Anorí	4.16	0%
5042	Santafé de Antioquia	4.2	0%
5044	Anza	4.01	0%
5045	Apartadó	4.81	0%
5051	Arboletes	4.94	0%
5055	Argelia	4.14	0%
5059	Armenia	3.85	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
5079	Barbosa	3.99	0%
5086	Belmira	4.24	0%
5088	Bello	3.96	0%
5091	Betania	4.31	0%
5093	Betulia	4.23	0%
5101	Ciudad Bolívar	3.9	0%
5107	Briceño	4.4	0%
5113	Buriticá	4.22	0%
5120	Cáceres	4.76	0%
5125	Caicedo	4.25	0%
5129	Caldas	3.86	0%
5134	Campamento	4.35	0%
5138	Cañasgordas	4.7	0%
5142	Caracolí	3.39	0%
5145	Caramanta	3.62	0%
5147	Carepa	4.85	0%
5148	El Carmen de Viboral	4.18	0%
5150	Carolina	3.62	0%
5154	Caucasia	4.88	0%
5172	Chigorodó	4.38	0%
5190	Cisneros	3.62	0%
5197	Cocorná	3.45	0%
5206	Concepción	3.53	0%
5209	Concordia	4.22	0%
5212	Copacabana	3.9	0%
5234	Dabeiba	4.37	0%
5237	Don Matías	4.06	0%
5240	Ebéjico	3.66	0%
5250	El Bagre	4.81	0%
5264	Entrerrios	3.99	0%
5266	Envigado	3.72	0%
5282	Fredonia	3.83	0%
5284	Frontino	4.12	0%
5306	Giraldo	4.26	0%
5308	Girardota	4.13	0%
5310	Gómez Plata	4.66	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
5313	Granada	3.35	0%
5315	Guadalupe	4.06	0%
5318	Guarne	3.87	0%
5321	Guatapé	3.69	0%
5347	Heliconia	3.94	0%
5353	Hispania	3.74	0%
5360	Itagui	3.6	0%
5361	Ituango	4.67	0%
5364	Jardín	3.91	0%
5368	Jericó	3.96	0%
5376	La Ceja	4.3	0%
5380	La Estrella	3.89	0%
5390	La Pintada	3.82	0%
5400	La Unión	4.17	0%
5411	Liborina	3.9	0%
5425	Maceo	3.7	0%
5440	Marinilla	4.09	0%
5467	Montebello	4.02	0%
5475	Murindó	4.29	70%
5480	Mutatá	4.31	0%
5483	Nariño	3.97	0%
5490	Necoclí	5.01	0%
5495	Nechí	4.6	0%
5501	Olaya	3.78	0%
5541	Peñol	3.62	0%
5543	Peque	4.39	0%
5576	Pueblorrico	3.85	0%
5579	Puerto Berrío	3.92	0%
5585	Puerto Nare	3.95	0%
5591	Puerto Triunfo	4.18	0%
5604	Remedios	3.93	0%
5607	Retiro	3.92	0%
5615	Rionegro	3.93	0%
5628	Sabanalarga	4.4	0%
5631	Sabaneta	3.75	0%
5642	Salgar	4.37	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
5647	San Andrés de Cuerquía	4.08	0%
5649	San Carlos	3.47	0%
5652	San Francisco	3.69	0%
5656	San Jerónimo	3.84	0%
5658	San José de La Montaña	3.93	0%
5659	San Juan de Urabá	4.65	0%
5660	San Luis	3.5	0%
5664	San Pedro	4.41	0%
5665	San Pedro de Uraba	4.94	0%
5667	San Rafael	3.79	0%
5670	San Roque	4.05	0%
5674	San Vicente	4.3	0%
5679	Santa Bárbara	3.87	0%
5686	Santa Rosa de Osos	4.18	0%
5690	Santo Domingo	3.63	0%
5697	El Santuario	4.02	0%
5736	Segovia	3.84	0%
5756	Sonson	3.93	0%
5761	Sopetrán	3.98	0%
5789	Támesis	3.65	0%
5790	Tarazá	4.48	0%
5792	Tarso	4.15	0%
5809	Titiribí	4.24	0%
5819	Toledo	4.01	0%
5837	Turbo	4.76	0%
5842	Uramita	4.35	0%
5847	Urao	3.95	0%
5854	Valdivia	4.51	0%
5856	Valparaíso	3.67	0%
5858	Vegachí	3.93	0%
5861	Venecia	3.93	0%
5873	Vigía del Fuerte	4.41	100%
5885	Yalí	3.86	0%
5887	Yarumal	4.21	0%
5890	Yolombó	3.95	0%
5893	Yondó	4.38	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
5895	Zaragoza	4.09	0%
8001	Barranquilla	4.81	0%
8078	Baranoa	4.95	0%
8137	Campo de La Cruz	5.31	0%
8141	Candelaria	5.32	0%
8296	Galapa	4.86	0%
8372	Juan de Acosta	4.72	0%
8421	Luruaco	5.01	0%
8433	Malambo	5.13	0%
8436	Manatí	5.4	0%
8520	Palmar de Varela	5.2	0%
8549	Piojó	5.57	0%
8558	Polonuevo	5.11	0%
8560	Ponedera	5.25	0%
8573	Puerto Colombia	4.56	0%
8606	Repelón	5.01	0%
8634	Sabanagrande	5.28	0%
8638	Sabanalarga	5.36	0%
8675	Santa Lucía	5.29	0%
8685	Santo Tomás	5.27	0%
8758	Soledad	4.99	0%
8770	Suan	6.16	0%
8832	Tubará	4.75	0%
8849	Usiacurí	5.49	0%
11001	Bogotá, D.C.	3.99	0%
13001	Cartagena	4.69	0%
13006	Achí	4.78	0%
13030	Altos del Rosario	6.08	0%
13042	Arenal	4.82	0%
13052	Arjona	4.99	0%
13062	Arroyohondo	6.65	0%
13074	Barranco de Loba	4.84	0%
13140	Calamar	5.41	0%
13160	Cantagallo	4.17	0%
13188	Cicuco	5.38	0%
13212	Córdoba	4.75	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
13222	Clemencia	5.19	0%
13244	El Carmen de Bolívar	5.31	0%
13248	El Guamo	5.02	0%
13268	El Peñón	5.6	0%
13300	Hatillo de Loba	6.41	0%
13430	Magangué	4.87	0%
13433	Mahates	4.73	0%
13440	Margarita	5.04	0%
13442	María La Baja	4.8	0%
13458	Montecristo	6.48	0%
13468	Mompós	5.41	0%
13473	Morales	4.65	0%
13490	Norosí	4.87	0%
13549	Pinillos	5.72	0%
13580	Regidor	5.09	0%
13600	Río Viejo	5.48	0%
13620	San Cristóbal	4.97	0%
13647	San Estanislao	5.21	0%
13650	San Fernando	6.12	0%
13654	San Jacinto	4.72	0%
13655	San Jacinto del Cauca	4.5	0%
13657	San Juan Nepomuceno	4.48	0%
13667	San Martín de Loba	5.22	0%
13670	San Pablo	4.66	0%
13673	Santa Catalina	4.74	0%
13683	Santa Rosa	4.87	0%
13688	Santa Rosa del Sur	5.01	0%
13744	Simití	4.81	0%
13760	Soplaviento	4.85	0%
13780	Talagua Nuevo	5.19	0%
13810	Tiquisio	5.49	0%
13836	Turbaco	4.83	0%
13838	Turbaná	5.53	0%
13873	Villanueva	5.12	0%
13894	Zambrano	4.35	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
15001	Tunja	3.84	0%
15022	Almeida	3.16	0%
15047	Aquitania	3.76	0%
15051	Arcabuco	4.2	0%
15087	Belén	3.84	0%
15090	Berbeo	3.41	0%
15092	Betéitiva	4.5	0%
15097	Boavita	3.82	0%
15104	Boyacá	3.66	0%
15106	Briceño	4.07	0%
15109	Buenavista	3.74	0%
15114	Busbanzá	4.63	0%
15131	Caldas	3.95	0%
15135	Campohermoso	3.66	0%
15162	Cerinza	3.73	0%
15172	Chinavita	3.35	0%
15176	Chiquinquirá	4.18	0%
15180	Chiscas	4.04	0%
15183	Chita	4.22	0%
15185	Chitaraque	4.22	0%
15187	Chivatá	5.81	0%
15189	Ciénega	3.9	0%
15204	Cómbita	5.23	0%
15212	Coper	3.75	0%
15215	Corrales	4.06	0%
15218	Covarachía	3.98	0%
15223	Cubará	5.01	0%
15224	Cucaita	4.83	0%
15226	Cúitiva	3.76	0%
15232	Chíquiza	4.55	0%
15236	Chivor	3.8	0%
15238	Duitama	3.92	0%
15244	El Cocuy	4.35	0%
15248	El Espino	4.6	0%
15272	Firavitoba	3.68	0%
15276	Floresta	3.68	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
15293	Gachantivá	3.64	0%
15296	Gameza	4.06	0%
15299	Garagoa	3.79	0%
15317	Guacamayas	3.45	0%
15322	Guateque	3.69	0%
15325	Guayatá	2.62	0%
15332	Güicán	4.61	0%
15362	Iza	3.77	0%
15367	Jenesano	3.43	0%
15368	Jericó	4.01	0%
15377	Labranzagrande	3.37	0%
15380	La Capilla	3.02	0%
15401	La Victoria	4.45	0%
15403	La Uvita	3.47	0%
15407	Villa de Leyva	3.9	0%
15425	Macanal	3.49	0%
15442	Maripí	4.4	0%
15455	Miraflores	3.69	0%
15464	Mongua	3.8	0%
15466	Monguí	3.94	0%
15469	Moniquirá	3.75	0%
15476	Motavita	5.37	0%
15480	Muzo	4.56	0%
15491	Nobsa	4.35	0%
15494	Nuevo Colón	3.76	0%
15500	Oicatá	4.54	0%
15507	Otanche	4.57	0%
15511	Pachavita	3.2	0%
15514	Páez	3.58	0%
15516	Paipa	3.98	0%
15518	Pajarito	3.96	0%
15522	Panqueba	3.89	0%
15531	Pauna	4.19	0%
15533	Paya	4.47	0%
15537	Paz de Río	3.49	0%
15542	Pesca	4.03	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
15550	Pisba	4.25	0%
15572	Puerto Boyacá	3.95	0%
15580	Quípama	3.97	0%
15599	Ramiriquí	4.03	0%
15600	Ráquira	5.44	0%
15621	Rondón	3.68	0%
15632	Saboyá	3.96	0%
15638	Sáchica	4.76	0%
15646	Samacá	4.6	0%
15660	San Eduardo	3.32	0%
15664	San José de Pare	3.88	0%
15667	San Luis de Gaceno	4.03	0%
15673	San Mateo	3.48	0%
15676	San Miguel de Sema	3.82	0%
15681	San Pablo de Borbur	4.13	0%
15686	Santana	4.28	0%
15690	Santa María	3.78	0%
15693	Santa Rosa de Viterbo	4.18	0%
15696	Santa Sofía	3.67	0%
15720	Sativanorte	3.41	0%
15723	Sativasur	3.65	0%
15740	Siachoque	4.45	0%
15753	Soatá	3.62	0%
15755	Socotá	3.99	0%
15757	Socha	3.82	0%
15759	Sogamoso	3.85	0%
15761	Somondoco	3.13	0%
15762	Sora	4.65	0%
15763	Sotaquirá	3.95	0%
15764	Soracá	4.56	0%
15774	Susacón	4.07	0%
15776	Sutamarchán	3.6	0%
15778	Sutatenza	3.35	0%
15790	Tasco	3.85	0%
15798	Tenza	3.15	0%
15804	Tibaná	3.52	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
15806	Tibasosa	4.13	0%
15808	Tinjacá	3.64	0%
15810	Tipacoque	3.96	0%
15814	Toca	4.1	0%
15816	Togúí	4.08	0%
15820	Tópaga	3.97	0%
15822	Tota	4.01	0%
15832	Tununguá	3.79	0%
15835	Turmequé	3.68	0%
15837	Tuta	4.19	0%
15839	Tutazá	3.99	0%
15842	Umbita	4.48	0%
15861	Ventaquemada	4.46	0%
15879	Viracachá	3.62	0%
15897	Zetaquirá	3.7	0%
17001	Manizales	3.67	0%
17013	Aguadas	3.78	0%
17042	Anserma	3.87	0%
17050	Aranzazu	3.74	0%
17088	Belalcázar	3.94	0%
17174	Chinchiná	3.99	0%
17272	Filadelfia	3.82	0%
17380	La Dorada	3.74	0%
17388	La Merced	3.55	0%
17433	Manzanares	3.71	0%
17442	Marmato	4.24	0%
17444	Marquetalia	3.65	0%
17446	Marulanda	3.78	0%
17486	Neira	4.32	0%
17495	Norcasia	3.92	0%
17513	Pácora	3.62	0%
17524	Palestina	3.94	0%
17541	Pensilvania	3.96	0%
17614	Riosucio	3.78	0%
17616	Risaralda	3.89	0%
17653	Salamina	3.69	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
17662	Samaná	3.83	0%
17665	San José	4.43	0%
17777	Supía	3.73	0%
17867	Victoria	3.53	0%
17873	Villamaría	3.84	0%
17877	Viterbo	4.03	0%
18001	Florencia	4.53	0%
18029	Albania	4.41	0%
18094	Belén de Los Andaquies	4.91	5%
18150	Cartagena del Chairá	4.4	50%
18205	Curillo	4.22	6%
18247	El Doncello	4.14	0%
18256	El Paujil	4.35	5%
18410	La Montañita	4.45	3%
18460	Milán	4.13	36%
18479	Morelia	4.42	0%
18592	Puerto Rico	4.21	8%
18610	San José del Fragua	4.38	20%
18753	San Vicente del Caguán	4.93	30%
18756	Solano	5.28	100%
18785	Solita	4.2	100%
18860	Valparaíso	4.27	5%
19001	Popayán	4.33	0%
19022	Almaguer	4.21	0%
19050	Argelia	5.21	0%
19075	Balboa	4.29	0%
19100	Bolívar	4.39	0%
19110	Buenos Aires	4.77	0%
19130	Cajibío	4.35	0%
19137	Caldono	4.57	0%
19142	Caloto	4.01	0%
19212	Corinto	4.14	0%
19256	El Tambo	4.14	0%
19290	Florencia	3.96	0%
19300	Guachené	4.45	0%
19318	Guapi	5.76	100%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
19355	Inzá	5.34	0%
19364	Jambaló	5	0%
19392	La Sierra	4.11	0%
19397	La Vega	5.33	0%
19418	López	5.41	100%
19450	Mercaderes	4.26	0%
19455	Miranda	4.21	0%
19473	Morales	4.65	0%
19513	Padilla	4	0%
19517	Paez	4.83	0%
19532	Patía	3.99	0%
19533	Piamonte	4.4	70%
19548	Piendamó	4.28	0%
19573	Puerto Tejada	4.25	0%
19585	Puracé	4.58	0%
19622	Rosas	4.07	0%
19693	San Sebastián	4.14	0%
19698	Santander de Quilichao	4.15	0%
19701	Santa Rosa	4.58	60%
19743	Silvia	5.07	0%
19760	Sotara	3.78	0%
19780	Suárez	4.45	0%
19785	Sucre	4.23	0%
19807	Timbío	4.31	0%
19809	Timbiquí	4.98	100%
19821	Toribio	5.16	0%
19824	Totoró	5.1	0%
19845	Villa Rica	4.65	0%
20001	Valledupar	4.6	0%
20011	Aguachica	4.32	0%
20013	Agustín Codazzi	4.37	0%
20032	Astrea	5.72	0%
20045	Becerril	4.34	0%
20060	Bosconia	5.38	0%
20175	Chimichagua	5.16	0%
20178	Chiriguáná	4.58	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
20228	Curumaní	4.53	0%
20238	El Copey	4.85	0%
20250	El Paso	4.76	0%
20295	Gamarra	4.9	0%
20310	González	5.12	0%
20383	La Gloria	4.28	0%
20400	La Jagua de Ibirico	4.59	0%
20443	Manaure	3.69	0%
20517	Pailitas	4.19	0%
20550	Pelaya	4.48	0%
20570	Pueblo Bello	5	0%
20614	Río de Oro	4.31	0%
20621	La Paz	4.58	0%
20710	San Alberto	4.09	0%
20750	San Diego	4.32	0%
20770	San Martín	4.67	0%
20787	Tamalameque	4.98	0%
23001	Montería	4.77	0%
23068	Ayapel	5	0%
23079	Buenavista	4.86	0%
23090	Canalete	5.04	0%
23162	Cereté	4.77	0%
23168	Chimá	4.75	0%
23182	Chinú	4.8	0%
23189	Ciénaga de Oro	4.99	0%
23300	Cotorra	4.89	0%
23350	La Apartada	4.65	0%
23417	Lorica	4.86	0%
23419	Los Córdoba	4.94	0%
23464	Momil	5.06	0%
23466	Montelíbano	4.83	0%
23500	Moñitos	4.73	0%
23555	Planeta Rica	4.81	0%
23570	Pueblo Nuevo	5.04	0%
23574	Puerto Escondido	4.78	0%
23580	Puerto Libertador	4.91	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
23586	Purísima	4.83	0%
23660	Sahagún	4.71	0%
23670	San Andrés Sotavento	6.02	0%
23672	San Antero	4.62	0%
23675	San Bernardo del Viento	4.51	0%
23678	San Carlos	4.71	0%
23682	San Jose de Ure	4.86	0%
23686	San Pelayo	4.91	0%
23807	Tierralta	4.91	0%
23815	Tuchín	4.86	0%
23855	Valencia	4.81	0%
25001	Agua de Dios	3.4	0%
25019	Albán	3.77	0%
25035	Anapoima	3.43	0%
25040	Anolaima	3.43	0%
25053	Arbeláez	4.22	0%
25086	Beltrán	3.63	0%
25095	Bituima	3.28	0%
25099	Bojacá	4.85	0%
25120	Cabrera	4.03	0%
25123	Cachipay	3.75	0%
25126	Cajicá	4.24	0%
25148	Caparrapí	3.45	0%
25151	Caqueza	4.1	0%
25154	Carmen de Carupa	4	0%
25168	Chaguaní	3.48	0%
25175	Chía	4.15	0%
25178	Chipaque	4.11	0%
25181	Choachí	3.93	0%
25183	Chocontá	4.87	0%
25200	Cogua	3.98	0%
25214	Cota	4.53	0%
25224	Cucunubá	4.43	0%
25245	El Colegio	3.27	0%
25258	El Peñón	3.35	0%
25260	El Rosal	5.76	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
25269	Facatativá	4.04	0%
25279	Fomeque	3.65	0%
25281	Fosca	4.3	0%
25286	Funza	5.01	0%
25288	Fúquene	3.99	0%
25290	Fusagasugá	4.03	0%
25293	Gachala	3.91	0%
25295	Gachancipá	5.36	0%
25297	Gachetá	3.78	0%
25299	Gama	3.56	0%
25307	Girardot	4	0%
25312	Granada	4.38	0%
25317	Guachetá	4.23	0%
25320	Guaduas	4.17	0%
25322	Guasca	4.24	0%
25324	Guataquí	3.77	0%
25326	Guatavita	3.97	0%
25328	Guayabal de Siquima	3.28	0%
25335	Guayabetal	3.93	0%
25339	Gutiérrez	3.93	0%
25368	Jerusalén	3.61	0%
25372	Junín	3.67	0%
25377	La Calera	3.63	0%
25386	La Mesa	3.53	0%
25394	La Palma	3.16	0%
25398	La Peña	3.84	0%
25402	La Vega	3.61	0%
25407	Lenguazaque	4.36	0%
25426	Macheta	3.64	0%
25430	Madrid	6.25	0%
25436	Manta	3.36	0%
25438	Medina	4.27	0%
25473	Mosquera	4.78	0%
25483	Nariño	4.4	0%
25486	Nemocón	4.1	0%
25488	Nilo	6.73	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
25489	Nimaima	4.07	0%
25491	Nocaima	3.44	0%
25506	Venecia	3.4	0%
25513	Pacho	3.83	0%
25518	Paime	3.69	0%
25524	Pandi	3.87	0%
25530	Paratebueno	4.36	0%
25535	Pasca	4.28	0%
25572	Puerto Salgar	3.76	0%
25580	Pulí	3.31	0%
25592	Quebradanegra	3.65	0%
25594	Quetame	4.71	0%
25596	Quipile	3.22	0%
25599	Apulo	3.61	0%
25612	Ricaurte	3.9	0%
25645	San Antonio del Tequendama	3.59	0%
25649	San Bernardo	4.13	0%
25653	San Cayetano	3.77	0%
25658	San Francisco	3.89	0%
25662	San Juan de Río Seco	3.55	0%
25718	Sasaima	3.54	0%
25736	Sesquilé	4.37	0%
25740	Sibaté	5.16	0%
25743	Silvania	3.8	0%
25745	Simijaca	4.26	0%
25754	Soacha	4.26	0%
25758	Sopó	4.24	0%
25769	Subachoque	3.86	0%
25772	Suesca	4.66	0%
25777	Supatá	3.44	0%
25779	Susa	4.99	0%
25781	Sutatausa	3.73	0%
25785	Tabio	4.55	0%
25793	Tausa	4.08	0%
25797	Tena	3.54	0%
25799	Tenjo	3.96	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
25805	Tibacuy	4.14	0%
25807	Tibirita	2.91	0%
25815	Tocaima	3.71	0%
25817	Tocancipá	4.79	0%
25823	Topaipí	3.63	0%
25839	Ubalá	3.98	0%
25841	Ubaque	3.81	0%
25843	Villa de San Diego de Ubate	4.25	0%
25845	Une	4.38	0%
25851	Útica	3.54	0%
25862	Vergara	3.27	0%
25867	Viani	3.84	0%
25871	Villagómez	3.82	0%
25873	Villapinzón	4.48	0%
25875	Villeta	3.76	0%
25878	Viotá	3.58	0%
25885	Yacopí	3.68	0%
25898	Zipacón	3.74	0%
25899	Zipaquirá	3.91	0%
27001	Quibdó	4.52	0%
27006	Acandí	3.65	100%
27025	Alto Baudó	5.62	100%
27050	Atrato	4.25	0%
27073	Bagadó	4.68	30%
27075	Bahía Solano	4.14	100%
27077	Bajo Baudó	5.32	87%
27086	Belén de Bajirá	4.32	0%
27099	Bojaya	4.68	100%
27135	El Cantón del San Pablo	4.17	50%
27150	Carmen del Darien	4.41	60%
27160	Cértegui	4.78	0%
27205	Condoto	4.14	0%
27245	El Carmen de Atrato	4.07	0%
27250	El Litoral del San Juan	4.88	100%
27361	Istmina	4.22	0%
27372	Juradó	4.67	100%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
27413	Lloró	4.55	30%
27425	Medio Atrato	5.13	100%
27430	Medio Baudó	4.74	70%
27450	Medio San Juan	3.79	20%
27491	Nóvita	3.53	8%
27495	Nuquí	4.18	100%
27580	Río Iro	4.29	0%
27600	Río Quito	4.76	10%
27615	Riosucio	4.32	70%
27660	San José del Palmar	3.97	0%
27745	Sipí	3.67	100%
27787	Tadó	4.65	0%
27800	Unguía	4.09	100%
27810	Unión Panamericana	4.44	8%
41001	Neiva	3.92	0%
41006	Acevedo	4.84	0%
41013	Agrado	4.22	0%
41016	Aipe	4.61	0%
41020	Algeciras	4.61	0%
41026	Altamira	3.76	0%
41078	Baraya	4.21	0%
41132	Campoalegre	4.12	0%
41206	Colombia	4.05	0%
41244	Elías	3.97	0%
41298	Garzón	4.57	0%
41306	Gigante	4.44	0%
41319	Guadalupe	4.46	0%
41349	Hobo	3.91	0%
41357	Iquira	4.12	0%
41359	Isnos	4.72	0%
41378	La Argentina	4.54	0%
41396	La Plata	4.89	0%
41483	Nátaga	4.29	0%
41503	Oporapa	5.7	0%
41518	Paicol	4.2	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
41524	Palermo	4.52	0%
41530	Palestina	4.7	0%
41548	Pital	4.64	0%
41551	Pitalito	4.5	0%
41615	Rivera	4.11	0%
41660	Saladoblanco	4.78	0%
41668	San Agustín	4.75	0%
41676	Santa María	4.58	0%
41770	Suaza	4.48	0%
41791	Tarqui	4.78	0%
41797	Tesalia	4.19	0%
41799	Tello	4.6	0%
41801	Teruel	4.44	0%
41807	Timaná	4.27	0%
41872	Villavieja	3.9	0%
41885	Yaguará	3.81	0%
44001	Riohacha	5.31	0%
44035	Albania	5.39	0%
44078	Barrancas	4.9	0%
44090	Dibulla	4.87	0%
44098	Distracción	5.36	0%
44110	El Molino	5.46	0%
44279	Fonseca	4.75	0%
44378	Hatonuevo	5.28	0%
44420	La Jagua del Pilar	6.49	0%
44430	Maicao	6.21	0%
44560	Manaure	6.36	0%
44650	San Juan del Cesar	4.49	14%
44847	Uribia	6.01	14%
44855	Urumita	5.23	0%
44874	Villanueva	4.7	0%
47001	Santa Marta	4.61	0%
47030	Algarrobo	5.04	0%
47053	Aracataca	5.1	0%
47058	Ariguaní	4.67	0%
47161	Cerro San Antonio	5.44	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
47170	Chibolo	5.31	0%
47189	Ciénaga	4.96	0%
47205	Concordia	4.75	0%
47245	El Banco	5.18	0%
47258	El Piñon	4.97	0%
47268	El Retén	5.46	0%
47288	Fundación	4.82	0%
47318	Guamal	4.8	0%
47460	Nueva Granada	5.13	0%
47541	Pedraza	5.28	0%
47545	Pijiño del Carmen	5.98	0%
47551	Pivijay	4.6	0%
47555	Plato	4.74	0%
47570	Puebloviejo	6.28	0%
47605	Remolino	5.41	0%
47660	Sabanas de San Angel	4.84	0%
47675	Salamina	4.67	0%
47692	San Sebastián de Buenavista	5.14	0%
47703	San Zenón	4.97	0%
47707	Santa Ana	5.44	0%
47720	Santa Bárbara de Pinto	6.01	0%
47745	Sitionuevo	4.59	0%
47798	Tenerife	5.03	0%
47960	Zapayán	5.32	0%
47980	Zona Bananera	5.1	0%
50001	Villavicencio	4.12	0%
50006	Acacías	4.29	0%
50110	Barranca de Upía	3.87	0%
50124	Cabuyaro	4.13	0%
50150	Castilla la Nueva	4.33	0%
50223	Cubarral	4.18	0%
50226	Cumaral	4.81	0%
50245	El Calvario	4.48	18%
50251	El Castillo	3.74	0%
50270	El Dorado	4.17	0%
50287	Fuente de Oro	4.19	5%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
50313	Granada	4.33	0%
50318	Guamal	3.69	0%
50325	Mapiripán	5.1	100%
50330	Mesetas	3.9	0%
50350	La Macarena	4.87	100%
50370	Uribe	4.44	70%
50400	Lejanías	4.03	0%
50450	Puerto Concordia	5.07	75%
50568	Puerto Gaitán	5.5	25%
50573	Puerto López	4.01	0%
50577	Puerto Lleras	4.14	20%
50590	Puerto Rico	3.94	70%
50606	Restrepo	4.05	0%
50680	San Carlos de Guaroa	4.53	0%
50683	San Juan de Arama	4.1	0%
50686	San Juanito	4.78	24%
50689	San Martín	4.35	0%
50711	Vistahermosa	3.8	10%
52001	Pasto	4.42	0%
52019	Albán	6.51	0%
52022	Aldana	5.05	0%
52036	Ancuyá	4.08	0%
52051	Arboleda	4.58	0%
52079	Barbacoas	5.1	60%
52083	Belén	4.74	0%
52110	Buesaco	4.42	0%
52203	Colón	4.53	0%
52207	Consaca	4.27	0%
52210	Contadero	5.15	0%
52215	Córdoba	4.24	0%
52224	Cuaspué	4.93	0%
52227	Cumbal	4.1	0%
52233	Cumbitara	4.39	0%
52240	Chachagüí	4.78	0%
52250	El Charco	4.85	100%
52254	El Peñol	4.12	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
52256	El Rosario	4.64	0%
52258	El Tablón de Gómez	4.38	0%
52260	El Tambo	4.24	0%
52287	Funes	4.17	0%
52317	Guachucal	4.07	0%
52320	Guaitarilla	4.23	0%
52323	Gualmatán	4.03	0%
52352	Iles	4.37	0%
52354	Imués	4.08	0%
52356	Ipiales	4.89	0%
52378	La Cruz	4.36	0%
52381	La Florida	4.22	0%
52385	La Llanada	4.19	0%
52390	La Tola	6.46	100%
52399	La Unión	4.39	0%
52405	Leiva	4.4	0%
52411	Linares	4.2	0%
52418	Los Andes	6.98	0%
52427	Magüi	6.23	80%
52435	Mallama	5.7	0%
52473	Mosquera	6.1	100%
52480	Nariño	4.31	0%
52490	Olaya Herrera	6.06	100%
52506	Ospina	4.83	0%
52520	Francisco Pizarro	4.52	100%
52540	Policarpa	4.42	0%
52560	Potosí	4.22	0%
52565	Providencia	5.55	0%
52573	Puerres	3.84	0%
52585	Pupiales	4.2	0%
52612	Ricaurte	4.66	0%
52621	Roberto Payán	5.6	70%
52678	Samaniego	5.08	0%
52683	Sandoná	4.86	0%
52685	San Bernardo	7.46	0%
52687	San Lorenzo	4.87	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
52693	San Pablo	4.56	0%
52694	San Pedro de Cartago	4.8	0%
52696	Santa Bárbara	6.63	100%
52699	Santacruz	6.31	0%
52720	Sapuyes	4.54	0%
52786	Taminango	4.54	0%
52788	Tangua	4.44	0%
52835	San Andres de Tumaco	4.53	20%
52838	Túquerres	4.39	0%
52885	Yacuanquer	4.75	0%
54001	Cúcuta	4.32	0%
54003	Abrego	5.23	0%
54051	Arboledas	4.37	0%
54099	Bochalema	4.29	0%
54109	Bucarasica	5.24	0%
54125	Cácota	4.07	0%
54128	Cachirá	4.51	0%
54172	Chinácota	4.19	0%
54174	Chitagá	4.51	0%
54206	Convención	4.11	0%
54223	Cucutilla	4.38	0%
54239	Durania	4.17	0%
54245	El Carmen	4.25	0%
54250	El Tarra	4.76	0%
54261	El Zulia	4.37	0%
54313	Gramalote	4.18	0%
54344	Hacarí	4.77	0%
54347	Herrán	5.84	0%
54377	Labateca	4.27	0%
54385	La Esperanza	4.79	0%
54398	La Playa	4.36	0%
54405	Los Patios	4.42	0%
54418	Lourdes	4.55	0%
54480	Mutiscua	4.05	0%
54498	Ocaña	4.16	0%
54518	Pamplona	4.32	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
54520	Pamplonita	4.34	0%
54553	Puerto Santander	6.28	0%
54599	Ragonvalia	5.41	0%
54660	Salazar	4.42	0%
54670	San Calixto	4.81	0%
54673	San Cayetano	4.07	0%
54680	Santiago	4.41	0%
54720	Sardinata	4.81	0%
54743	Silos	4.3	0%
54800	Teorama	4.6	0%
54810	Tibú	4.25	0%
54820	Toledo	4.28	0%
54871	Villa Caro	4.6	0%
54874	Villa del Rosario	4.22	0%
63001	Armenia	3.68	0%
63111	Buenavista	4.2	0%
63130	Calarca	3.82	0%
63190	Circasia	3.89	0%
63212	Córdoba	3.82	0%
63272	Filandia	3.89	0%
63302	Génova	3.88	0%
63401	La Tebaida	4.07	0%
63470	Montenegro	4.18	0%
63548	Pijao	3.9	0%
63594	Quimbaya	3.86	0%
63690	Salento	3.81	0%
66001	Pereira	3.81	0%
66045	Apía	3.91	0%
66075	Balboa	3.98	0%
66088	Belén de Umbría	4.02	0%
66170	Dosquebradas	3.94	0%
66318	Guática	3.76	0%
66383	La Celia	3.95	0%
66400	La Virginia	4.14	0%
66440	Marsella	4.37	0%
66456	Mistrató	4.05	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
66572	Pueblo Rico	4.5	0%
66594	Quinchía	4.27	0%
66682	Santa Rosa de Cabal	4.1	0%
66687	Santuario	3.91	0%
68001	Bucaramanga	4.36	0%
68013	Aguada	3.73	0%
68020	Albania	3.43	0%
68051	Aratoca	4.83	0%
68077	Barbosa	3.84	0%
68079	Barichara	3.92	0%
68081	Barrancabermeja	3.96	0%
68092	Betulia	4.21	0%
68101	Bolívar	4.04	0%
68121	Cabrera	4.12	0%
68132	California	5.09	0%
68147	Capitanejo	3.88	0%
68152	Carcasí	4.19	0%
68160	Cepitá	4.29	0%
68162	Cerrito	4.25	0%
68167	Charalá	3.64	0%
68169	Charta	3.71	0%
68176	Chima	4.31	0%
68179	Chipatá	3.67	0%
68190	Cimitarra	4.12	0%
68207	Concepción	3.83	0%
68209	Confines	3.96	0%
68211	Contratación	3.46	0%
68217	Coromoro	3.73	0%
68229	Curití	4.4	0%
68235	El Carmen de Chucurí	4.31	0%
68245	El Guacamayo	3.96	0%
68250	El Peñón	4.38	0%
68255	El Playón	4.33	0%
68264	Encino	4.17	0%
68266	Enciso	4.05	0%
68271	Florián	4.17	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
68276	Floridablanca	4.42	0%
68296	Galán	3.88	0%
68298	Gambita	3.82	0%
68307	Girón	4.59	0%
68318	Guaca	4.38	0%
68320	Guadalupe	3.81	0%
68322	Guapotá	3.7	0%
68324	Guavatá	3.43	0%
68327	Güepsa	3.96	0%
68344	Hato	4.46	0%
68368	Jesús María	4.2	0%
68370	Jordán	5.04	0%
68377	La Belleza	4.02	0%
68385	Landázuri	4.26	0%
68397	La Paz	3.82	0%
68406	Lebríja	4.4	0%
68418	Los Santos	4.35	0%
68425	Macaravita	4.12	0%
68432	Málaga	3.88	0%
68444	Matanza	4.14	0%
68464	Mogotes	4.14	0%
68468	Molagavita	3.97	0%
68498	Ocamonte	3.77	0%
68500	Oiba	4.6	0%
68502	Onzaga	3.5	0%
68522	Palmar	5.94	0%
68524	Palmas del Socorro	3.85	0%
68533	Páramo	4.5	0%
68547	Piedecuesta	4.53	0%
68549	Pinchote	4.19	0%
68572	Puente Nacional	3.69	0%
68573	Puerto Parra	4.73	0%
68575	Puerto Wilches	4.44	0%
68615	Rionegro	4.3	0%
68655	Sabana de Torres	3.97	0%
68669	San Andrés	3.87	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
68673	San Benito	5.02	0%
68679	San Gil	4.02	0%
68682	San Joaquín	3.81	0%
68684	San José de Miranda	4.33	0%
68686	San Miguel	3.95	0%
68689	San Vicente de Chucurí	4.4	0%
68705	Santa Bárbara	3.96	0%
68720	Santa Helena del Opón	4.22	0%
68745	Simacota	4.35	0%
68755	Socorro	4.34	0%
68770	Suaita	3.76	0%
68773	Sucre	4.06	0%
68780	Suratá	3.74	0%
68820	Tona	3.75	0%
68855	Valle de San José	4.04	0%
68861	Vélez	3.93	0%
68867	Vetas	3.72	0%
68872	Villanueva	4.02	0%
68895	Zapatoca	3.71	0%
70001	Sincelejo	4.75	0%
70110	Buenavista	4.38	0%
70124	Caimito	4.88	0%
70204	Coloso	4.36	0%
70215	Corozal	4.75	0%
70221	Coveñas	5.15	0%
70230	Chalán	4.8	0%
70233	El Roble	4.45	0%
70235	Galeras	4.52	0%
70265	Guaranda	5.2	0%
70400	La Unión	5.03	0%
70418	Los Palmitos	4.81	0%
70429	Majagual	4.69	0%
70473	Morroa	5.07	0%
70508	Ovejas	4.54	0%
70523	Palmito	5.48	0%
70670	Sampué	5.18	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
70678	San Benito Abad	4.85	0%
70702	San Juan de Betulia	4.6	0%
70708	San Marcos	4.8	0%
70713	San Onofre	4.93	0%
70717	San Pedro	4.56	0%
70742	San Luis de Sincé	4.81	0%
70771	Sucre	4.5	0%
70820	Santiago de Tolú	4.94	0%
70823	Tolú Viejo	4.85	0%
73001	Ibagué	3.94	0%
73024	Alpujarra	3.39	0%
73026	Alvarado	4.12	0%
73030	Ambalema	3.63	0%
73043	Anzoátegui	4.23	0%
73055	Armero	3.87	0%
73067	Ataco	4.3	0%
73124	Cajamarca	4.33	0%
73148	Carmen de Apicalá	3.57	0%
73152	Casabianca	3.92	0%
73168	Chaparral	4.13	0%
73200	Coello	4.17	0%
73217	Coyaima	4.68	0%
73226	Cunday	3.52	0%
73236	Dolores	3.42	0%
73268	Espinal	4.57	0%
73270	Falan	3.73	0%
73275	Flandes	4.03	0%
73283	Fresno	3.77	0%
73319	Guamo	3.9	0%
73347	Herveo	3.96	0%
73349	Honda	3.8	0%
73352	Icononzo	3.65	0%
73408	Lérida	3.62	0%
73411	Líbano	3.64	0%
73443	Mariquita	3.53	0%
73449	Melgar	3.8	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
73461	Murillo	4.46	0%
73483	Natagaima	4.11	0%
73504	Ortega	4.54	0%
73520	Palocabildo	4.05	0%
73547	Piedras	3.75	0%
73555	Planadas	4.44	0%
73563	Prado	3.75	0%
73585	Purificación	4.09	0%
73616	Rioblanco	4.54	0%
73622	Roncesvalles	3.99	0%
73624	Rovira	3.99	0%
73671	Saldaña	4.22	0%
73675	San Antonio	4.18	0%
73678	San Luis	3.68	0%
73686	Santa Isabel	4.13	0%
73770	Suárez	3.85	0%
73854	Valle de San Juan	4.16	0%
73861	Venadillo	4.55	0%
73870	Villahermosa	4	0%
73873	Villarrica	3.26	0%
76001	Cali	4.14	0%
76020	Alcalá	4.06	0%
76036	Andalucía	4.02	0%
76041	Ansermanuevo	4.34	0%
76054	Argelia	3.77	0%
76100	Bolívar	4.11	0%
76109	Buenaventura	4.76	10%
76111	Guadalajara de Buga	3.91	0%
76113	Bugalagrande	3.94	0%
76122	Caicedonia	3.73	0%
76126	Calima	3.55	0%
76130	Candelaria	4.25	0%
76147	Cartago	4.14	0%
76233	Daqua	3.66	0%
76243	El Águila	3.95	0%
76246	El Cairo	4.85	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
76248	El Cerrito	4.41	0%
76250	El Dovio	3.83	0%
76275	Florida	4.24	0%
76306	Ginebra	3.84	0%
76318	Guacarí	4.39	0%
76364	Jamundí	4.24	0%
76377	La Cumbre	3.36	0%
76400	La Unión	3.96	0%
76403	La Victoria	3.73	0%
76497	Obando	4.3	0%
76520	Palmira	4.14	0%
76563	Pradera	4.64	0%
76606	Restrepo	3.71	0%
76616	Riofrío	3.98	0%
76622	Roldanillo	3.99	0%
76670	San Pedro	4.15	0%
76736	Sevilla	3.79	0%
76823	Toro	3.92	0%
76828	Trujillo	4.11	0%
76834	Tuluá	4.03	0%
76845	Ulloa	4.06	0%
76863	Versalles	3.77	0%
76869	Vijes	3.91	0%
76890	Yotoco	3.87	0%
76892	Yumbo	3.9	0%
76895	Zarzal	4.17	0%
81001	Arauca	4.82	0%
81065	Arauquita	5.25	0%
81220	Cravo Norte	4.23	0%
81300	Fortul	4.27	0%
81591	Puerto Rondón	4.42	0%
81736	Saravena	4.11	0%
81794	Tame	4.07	0%
85001	Yopal	4.06	0%
85010	Aguazul	4.04	0%
85015	Chameza	4.62	0%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
85125	Hato Corozal	4.66	5%
85136	La Salina	4.21	0%
85139	Maní	4.07	9%
85162	Monterrey	4	0%
85225	Nunchía	4.57	0%
85230	Orocué	4.48	94%
85250	Paz de Ariporo	4.46	8%
85263	Pore	4.5	3%
85279	Recetor	4.84	0%
85300	Sabanalarga	3.83	0%
85315	Sácama	4.01	0%
85325	San Luis de Palenque	4.6	0%
85400	Támara	4.65	0%
85410	Tauramena	4.53	0%
85430	Trinidad	5.16	15%
85440	Villanueva	4.04	3%
86001	Mocoa	3.91	10%
86219	Colón	3.94	0%
86320	Orito	4.09	25%
86568	Puerto Asís	3.77	20%
86569	Puerto Caicedo	3.72	0%
86571	Puerto Guzmán	4.03	20%
86573	Leguízamo	4.84	100%
86749	Sibundoy	3.85	0%
86755	San Francisco	4.02	0%
86757	San Miguel	3.72	0%
86760	Santiago	3.74	0%
86865	Valle del Guamuez	3.7	40%
86885	Villagarzón	3.78	5%
88001	San Andrés	3.87	100%
88564	Providencia	3.34	100%
91001	Leticia	4.74	100%
91263	El Encanto (CD)	5.62	100%
91405	La Chorrera (CD)	5.31	100%
91407	La Pedrera (CD)	5.76	100%
91430	La Victoria (CD)	6.48	100%

Código municipio	Municipio	Indicador (habitante por vivienda)	%ZNI
91460	Miriti - Paraná (CD)	6.49	100%
91530	Puerto Alegría (CD)	4	100%
91536	Puerto Arica (CD)	6.43	100%
91540	Puerto Nariño	5.77	100%
91669	Puerto Santander (CD)	5.09	100%
91798	Tarapacá (CD)	6.02	100%
94001	Inírida	4.29	100%
94343	Barranco Minas (CD)	4.64	100%
94663	Mapiripana (CD)	4.64	100%
94883	San Felipe (CD)	4.27	100%
94884	Puerto Colombia (CD)	4.96	100%
94885	La Guadalupe (CD)	4.59	100%
94886	Cacahual (CD)	4.29	100%
94887	Pana Pana (CD)	4.96	100%
94888	Morichal (CD)	4.64	100%
95001	San José del Guaviare	4.54	20%
95015	Calamar	5.12	40%
95025	El Retorno	5.44	50%
95200	Miraflores	3.35	100%
97001	Mitú	6.5	100%
97161	Caruru	5.4	100%
97511	Pacoa (CD)	5.31	100%
97666	Taraira	4.5	100%
97777	Papunaua (CD)	7.58	100%
97889	Yavaraté (CD)	5.82	100%
99001	Puerto Carreño	4.69	100%
99524	La Primavera	5.12	100%
99624	Santa Rosalía	5.74	100%
99773	Cumaribo	5.5	100%
Promedio Nacional		4.25	

Fuente UPME, grupo Cobertura y Fondos 2010

9 ANEXO 2. MAPAS Y RESULTADOS DEL PLAN A NIVEL DEPARTAMENTAL Y MUNICIPAL

Los resultados del plan para cada departamento, los puede consultar en el siguiente documento:

[Resultados_PIEC_2010_2014_Deptos.doc](#)