



RESUMEN EJECUTIVO

Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013 - 2017



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**

RESUMEN EJECUTIVO
Plan Indicativo de
Expansión de Cobertura
de Energía Eléctrica
2013 - 2017

.....





REPÚBLICA DE COLOMBIA

Ministerio de Minas y Energía

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

Ministro de Minas y Energía

Amylkar David Acosta Medina

Director de Energía - MME

Alonso Mayelo Cardona Delgado

Director General UPME

Ángela Inés Cadena Monroy

Subdirector Energía Eléctrica - UPME

Alberto Rodríguez Hernández

Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos UPME

Sandra Lizette Mojica Corchuelo

Olga Leandra Rey Luengas

Andrea Paola Galindo Vargas

Grupo de Cobertura UPME

Olga Estella Ramírez Yaima

Diana María Pérez Orozco

Subdirector de Información

Roberto Leonel Briceño Corredor

Coordinación Editorial

Oliver Díaz Iglesias

Daniel Roberto Vesga Alfaro

Diseño, diagramación e impresión

Strategy Ltda.

Teléfonos (1) 335 0778 - 244 8149

Legis S.A.

www.legis.com.co

Derechos Reservados

Hecho en Colombia. Año: 2014



PRESENTACIÓN

Desde la UPME tenemos el agrado de presentar a los Operadores de Red, las instituciones del sector energético y el público en general el Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura de Energía Eléctrica, PIEC, para el período 2013-2017.

En este Plan se parte de una estimación del número de viviendas sin cobertura, para identificar la inversión económica requerida que garantice la universalización del servicio. Esta inversión se clasifica en expansión de la red del SIN como en soluciones aisladas. Se hace un cálculo del impacto en la tarifa de cada Operador de Red. Se analizan tres escenarios de variación del Cargo de Distribución (Dt) para cuantificar de manera indicativa cuál sería el aumento de la cobertura vía un incremento tarifario.

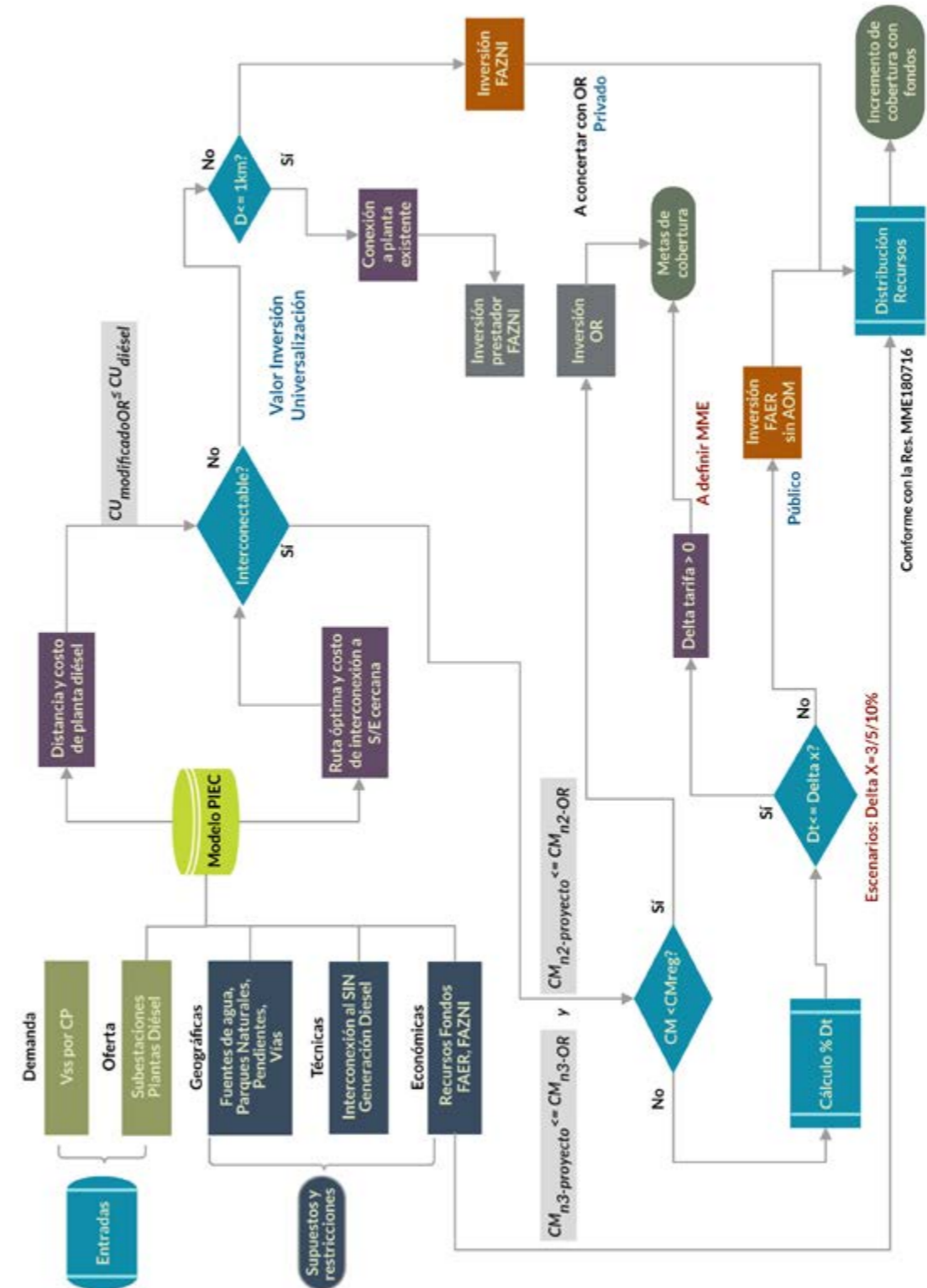
Según los resultados obtenidos, se proponen dos esquemas de financiación para avanzar en la prestación del servicio de energía eléctrica en el futuro inmediato: ejecución directa por parte de los operadores de red, cuando la inversión inicial es recuperable vía tarifa y aportes complementarios de recursos de los fondos FAER y FAZNI según la disponibilidad de los siguientes 5 años. De ejecutarse así el Plan, el índice de cobertura aumentaría de 96.10% a 97,45%.

En este documento se presenta la metodología, los análisis y resultados en la materia, tanto a nivel nacional como departamental, los cuales esperamos sean de gran utilidad tanto para empresas como para autoridades y logren contribuir en la senda de la universalización de la energía a nivel nacional, cumpliendo con parámetros de calidad y confiabilidad.

METODOLOGÍA

La UPME para dar cumplimiento a la Ley, desarrolló un modelo basado en Sistemas de Información Geográficos (SIG) el cual requiere como entrada principal, el déficit de la cobertura del servicio de energía eléctrica en cada centro poblado representado en Viviendas Sin Servicio (VSS), la oferta disponible representada por subestaciones de media tensión y plantas diésel, así como otros parámetros eléctricos requeridos para la expansión de las redes de distribución, y considera algunas restricciones geográficas con sus respectivos costos; como resultado del geo-procesamiento se obtienen alternativas de mínimo costo que permiten garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de manera eficiente. En la Figura 1 se presenta el diagrama de flujo de la metodología elaborada.

Figura 1. Metodología del PIEC



Fuente: UPME Grupo de Cobertura y Fondos 2013

La estimación del déficit de la cobertura parte de la información suministrada por los Operadores de Red, los Entes Territoriales y el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), esta información es recopilada y procesada para determinar la magnitud de viviendas sin servicio de energía eléctrica (déficit de cobertura), el cual es el insumo principal y el objetivo a cubrir en el PIEC.

Las alternativas que actualmente evalúa el modelo son: la opción de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la solución aislada por medio de generación diésel. Las fuentes no convencionales y los esquemas híbridos (renovable-diésel) están en proceso de inclusión. El modelo incluye las siguientes restricciones geográficas y los costos asociados: pendiente del terreno, cercanía a las vías, ríos de alto caudal y parques naturales.

Una vez se tienen los insumos principales, la demanda (Figura 2) y la oferta (Figura 3), se suponen las restricciones geográficas, las cuales se modelan como sobrecostos en el modelo SIG, adicionalmente se consideran las restricciones técnicas como cargabilidad de las subestaciones, regulación mínima de tensión y las restricciones económicas que provienen de los recursos públicos limitados, se evalúa para cada centro poblado las dos alternativas antes mencionadas para obtener cuál es la mejor, y cuantificar así la inversión total requerida para la expansión de cobertura del sistema eléctrico colombiano, también se define el número de VSS factibles de interconectar en el área de influencia de las subestaciones reportadas por cada empresa distribuidora, así como las VSS, que requerirían recursos del estado, los cuales podrían provenir de los fondos FAER¹ y FAZNI².

Para definir cuáles poblaciones son susceptibles de interconectarse al SIN y cuáles deberían permanecer con soluciones aisladas en el período de evaluación, se calcula con los costos de las Unidades Constructivas (UC) de la resolución CREG 097 de 2008, las redes eléctricas de los niveles de tensión 3 y 2, considerando a su vez los precios de mercado para redes del nivel de tensión 1. De otra parte los costos de generación con plantas diesel se valoran a partir de los precios establecidos en las resoluciones CREG 091 de 2007 y 057 de 2009, estimando así el Costo Unitario de la prestación del servicio (CU) para las dos posibles soluciones.

Para definir si la población es susceptible o no de conectarse al SIN en el periodo de análisis, se determina mediante la evaluación del CU modificado del OR al incluir los nuevos proyectos y el CU del diesel como se muestra en la ecuación 1.

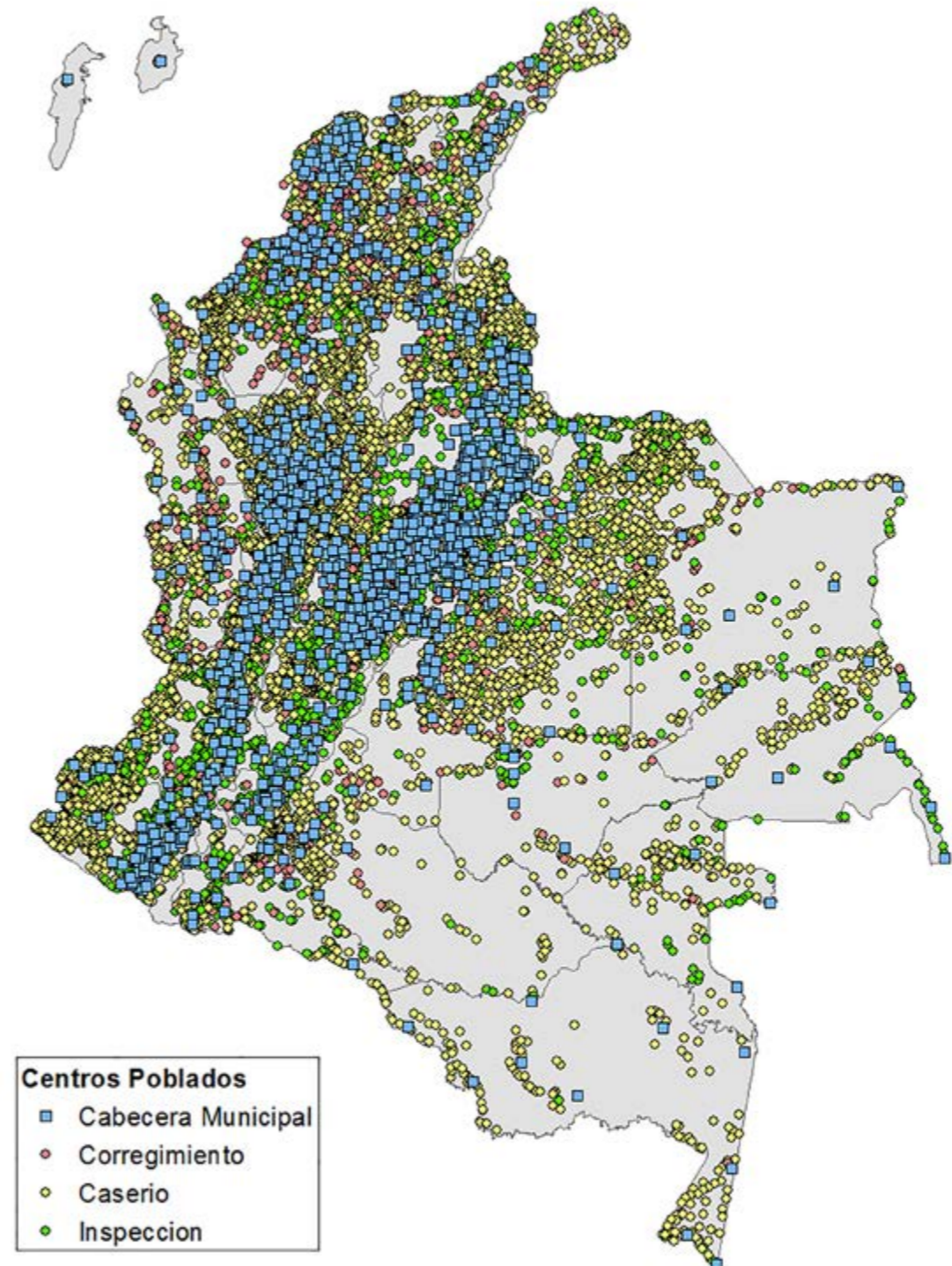
$$CU_{\text{modificadoOR}} \leq CU_{\text{diesel}} \quad (1)$$

Al cumplirse la anterior expresión, es viable que el centro poblado pueda conectarse a la red, de lo contrario entraría para el análisis de otra alternativa.

1 Fondo de Apoyo para la Electrificación Rural.

2 Fondo de Apoyo para las Zonas No Interconectadas.

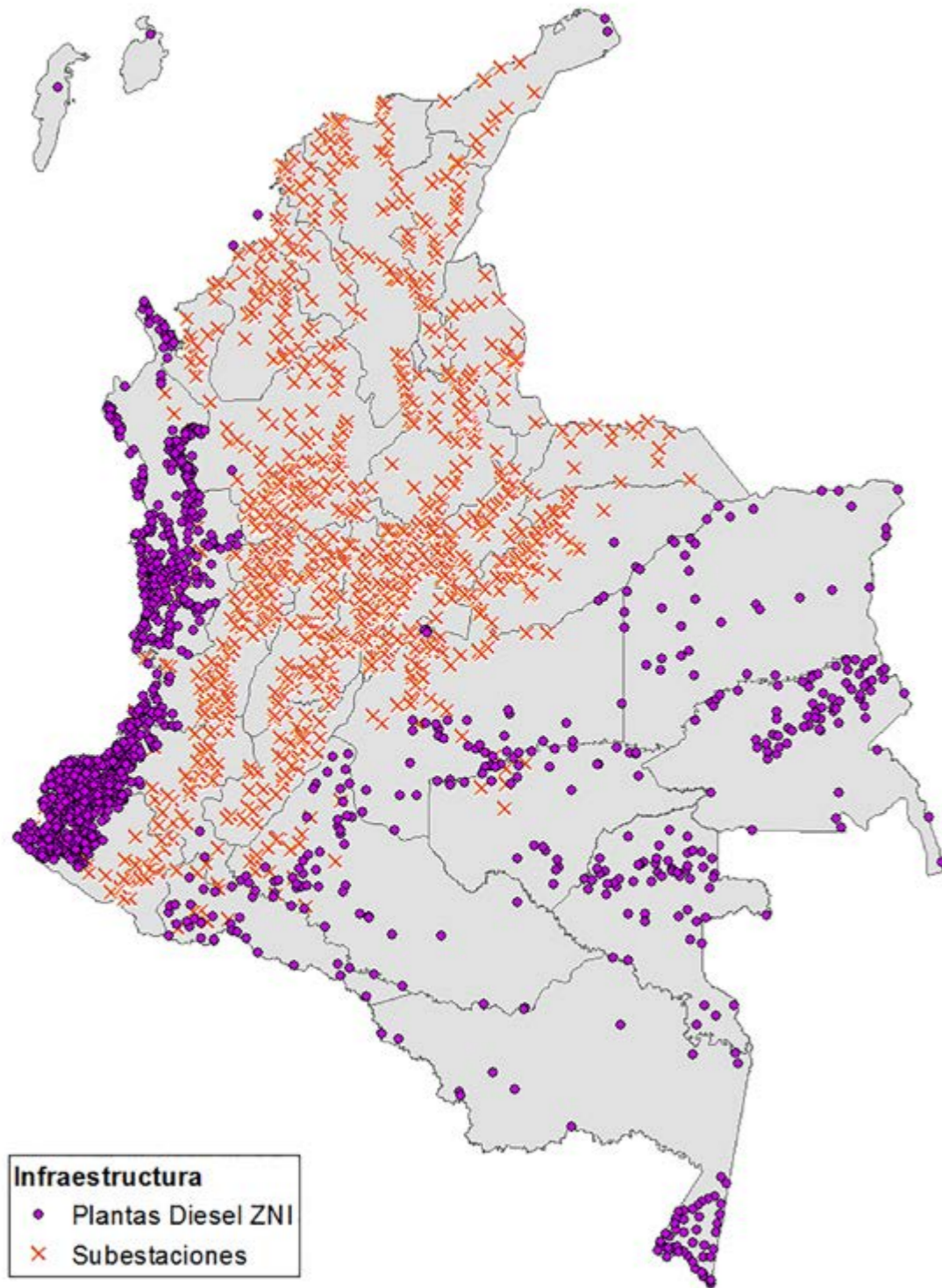
Figura 2. Centros poblados georeferenciados - Demanda



Fuente: UPME Grupo de Cobertura y Fondos 2013



Figura 3. Infraestructura eléctrica georeferenciada - Oferta



Fuente: UPME Grupo de Cobertura y Fondos 2013

Posteriormente, y a fin de establecer el posible inversionista, se evalúan los costos medios del proyecto en cada nivel de tensión con los costos medios aprobados por la CREG (ecuación 2 y ecuación 3) para el Operador de Red propietario de la subestación donde se conectaría esta nueva demanda. Si se cumplen simultáneamente las dos condiciones, el proyecto lo debería ejecutar el Operador de Red, de lo contrario se evalúa cuánto es el impacto en el Dt de cada proyecto acumulándolo hasta un supuesto de incremento en éste. Si bien se plantean varios escenarios de cambio en el cargo de distribución (Dt), la reglamentación vigente establece que el MME define cuánto será este aumento para el próximo período tarifario. Consecuentemente se calcula cuánto es el CU modificado para cada uno de los OR.

$$CM_{n3-proyecto} \leq CM_{n3-OR} \quad (2) \quad CM_{n2-proyecto} \leq CM_{n2-OR} \quad (3)$$

Como resultado de las expresiones anteriores, se determinan cuáles proyectos podrían ser ejecutados por el OR (inversión privada) y cuáles proyectos deberían acceder a los recursos estatales (inversión pública). Sin embargo, al considerar en el modelo la restricción económica de los recursos públicos, es decir el presupuesto disponible en los fondos FAER y FAZNI, se obtiene la distribución de los recursos a cada uno de los proyectos de expansión del servicio evaluados en la metodología mediante criterios de priorización similares a los establecidos en la Resolución MME 180716 de 2012, como son criterios de mínimo costo por proyecto, el índice de necesidades básicas insatisfechas (NBI) y del déficit de cobertura municipal, se priorizan los recursos del estado trazando así una senda de aumento de cobertura.

Una vez se hayan estimado las inversiones privadas y el aumento en la cobertura en cada municipio, se convoca a los Operadores de Red y por medio de un proceso de concertación con la UPME se establecen las metas de cobertura a alcanzar en un periodo de tres años por parte de cada uno, garantizando así llegar paulatinamente a la universalización del servicio de energía eléctrica en el país.

ÍNDICE DE COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El índice de cobertura del servicio de energía eléctrica se establece como la relación entre los usuarios del servicio de energía eléctrica y las viviendas.

$$IC_{ij} = \frac{U_{ij}}{V_{ij}} \times 100\%$$

Donde:

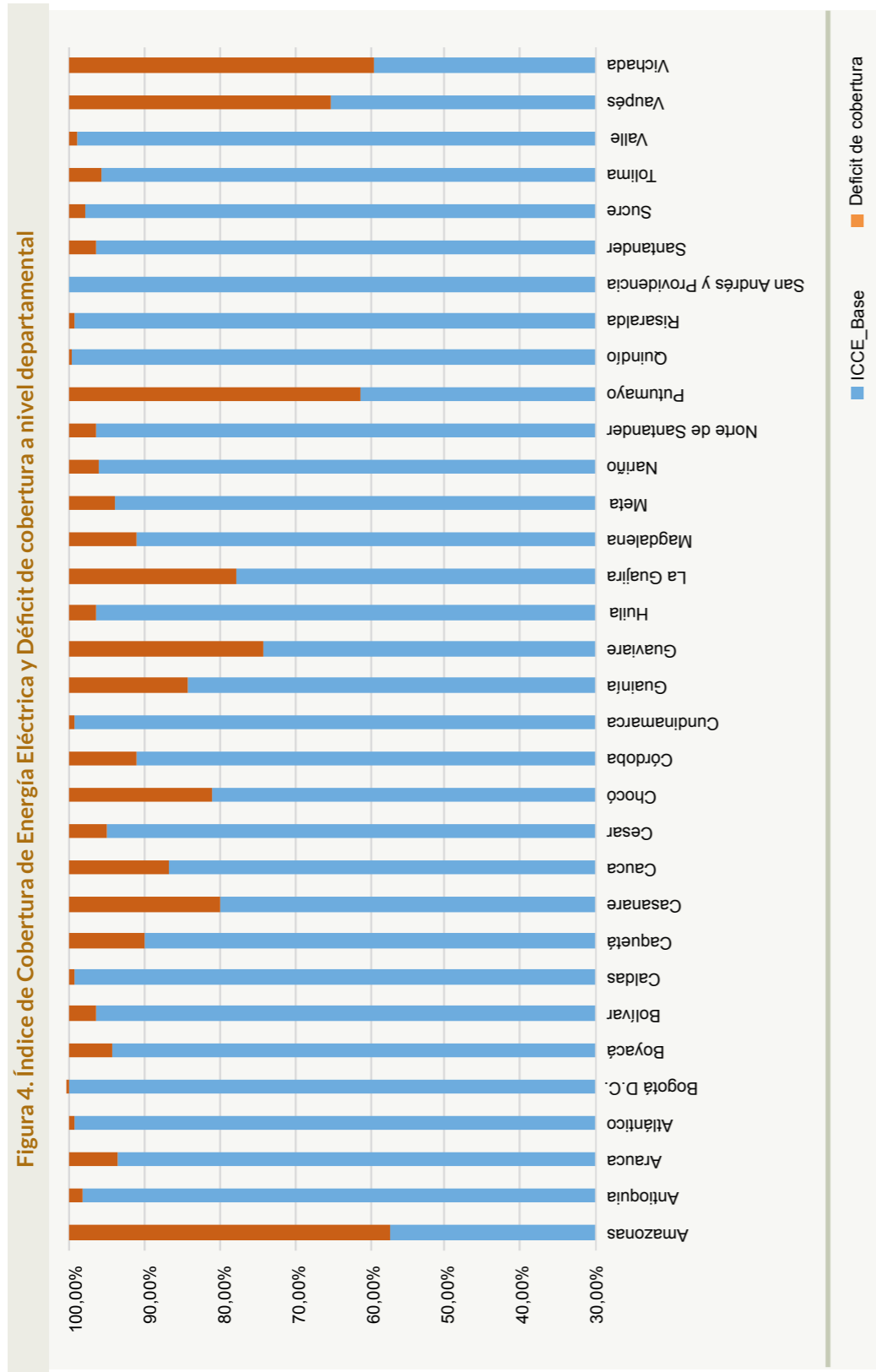
i: periodo de análisis;

j: municipio, departamento, región

La estimación de cobertura a nivel departamental y nacional, se desarrolló mediante un proceso de agrupación municipal, como resultado, se obtiene un Índice de Cobertura de Energía Eléctrica -ICEE- a nivel nacional de 96,10% y desagregada en urbano y rural de 99,59% y 84,84%, respectivamente. La Figura 4 presenta a nivel departamental el índice de cobertura y el déficit a 2012, ordenado de mayor a menor de acuerdo con la cantidad de viviendas sin servicio que representa dicho déficit. Asimismo en la Figura 5, se presenta el mapa del ICEE departamental.

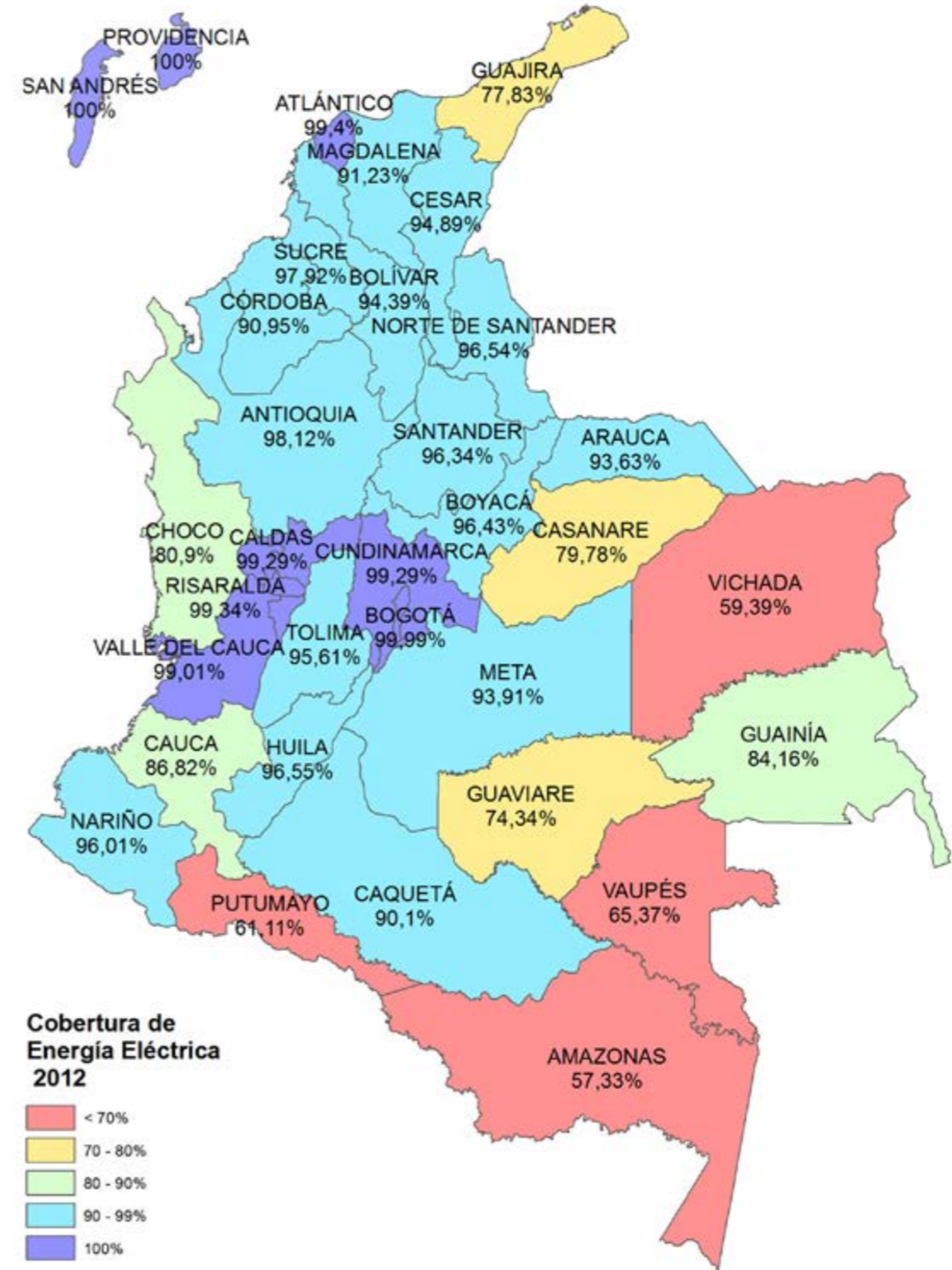


Figura 4. Índice de Cobertura de Energía Eléctrica y Déficit de cobertura a nivel departamental



Fuente: IPSE-OR-SUI con corte a diciembre 2012. / Cálculos UPME Grupo de Cobertura y Fondos 2013

Figura 5. Índice de Cobertura de energía eléctrica - ICEE año 2012

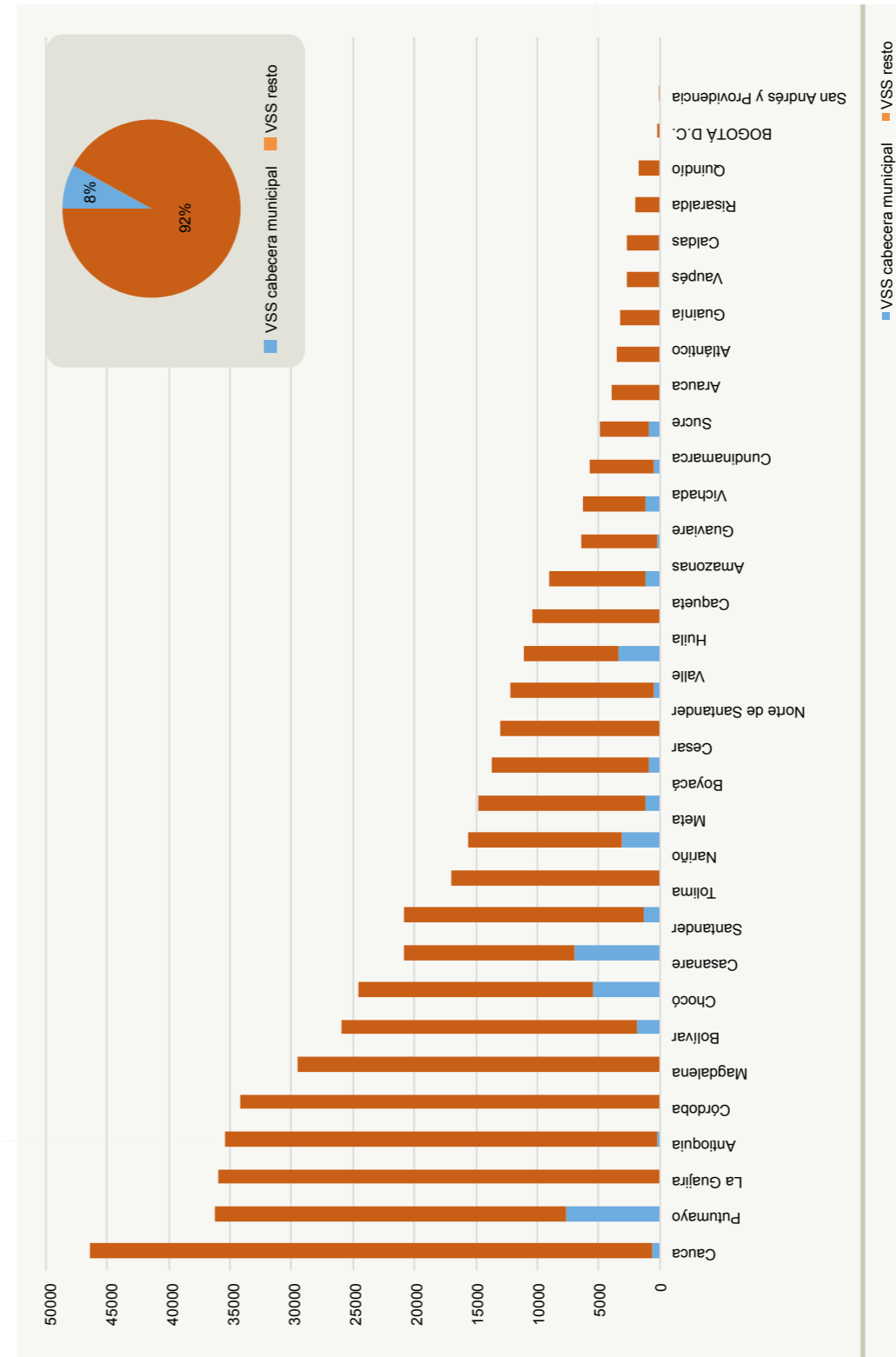


Fuente: Estimaciones UPME, 2013.

Para cada municipio se estima el déficit de cobertura como la diferencia entre el 100% y el índice de cobertura estimado: $DC_{ij} = 100\% - IC_{ij}$. Con este déficit se calculan las viviendas que no cuentan con el servicio de energía eléctrica (VSS), multiplicándolo por el número de viviendas totales del municipio: $Vss_{ij} = V_i \times DC_{ij}$.

El total Nacional de Viviendas Sin Servicio - VSS- se estimó en un valor de 470.244, las viviendas sin servicio a nivel urbano corresponden a 37.734 y a nivel rural a 432.511. Dicho dato se convierte en el objetivo del Plan Indicativo de Cobertura, dado que éste busca estimar las inversiones que se requieren para ampliar el servicio a estas viviendas con la mejor opción económica. Ver Figura 6.

Figura 6. Viviendas Sin Servicio - VSS- año 2012.



Fuente: Cálculos con corte a diciembre 2012 / Grupo de Cobertura, actualización a noviembre 8 de 2013

RESULTADOS PIEC 2013-2017

La UPME ha aplicado la metodología planteada en la elaboración del PIEC para el período comprendido entre 2013 a 2017, y los resultados obtenidos indican que del total de viviendas sin servicio obtenidas a diciembre de 2012, cerca del 89% son susceptibles de interconectarse al SIN, es decir 414.435 VSS, de acuerdo con la alternativa evaluada de solución aislada, mientras que las 55.809 VSS restantes que equivalen al 11% de las viviendas sin servicio no son interconectables frente a la opción de generación con plantas diésel.

1. Escenario de la universalización del servicio de energía eléctrica

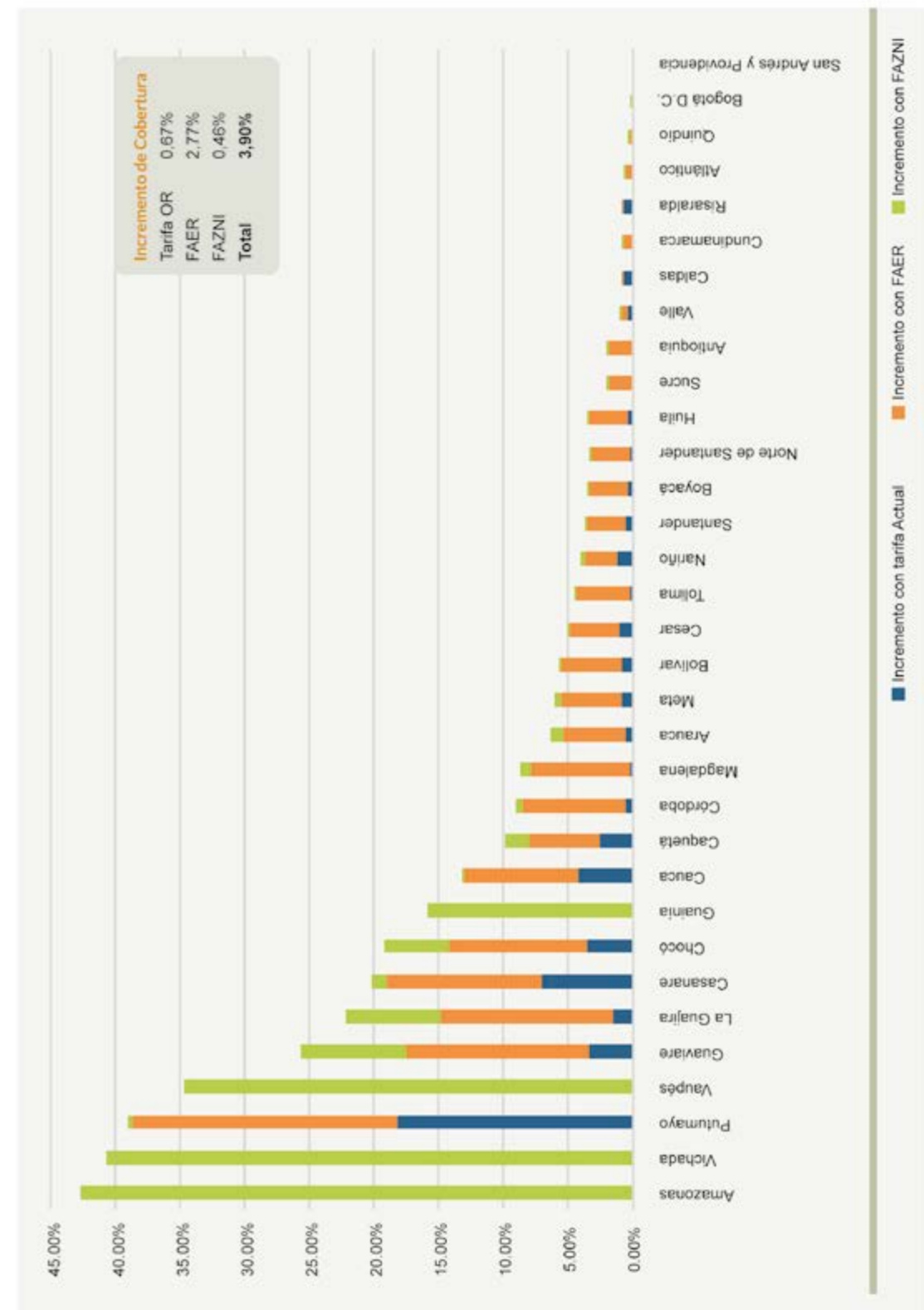
De acuerdo con estos resultados, la inversión total requerida para la universalización del servicio es \$4'318.858 millones de pesos, distribuidos en \$3'832.896 millones para atender las VSS interconectables y \$485.962 millones de pesos se requerirían para atender las VSS no interconectables mediante soluciones aisladas (generación diésel). Los resultados generales a nivel nacional se muestran en la tabla 1 y en Figura 7.

Tabla 1. Resumen de resultados de la metodología del PIEC.

Estado actual Cobertura	Número de Usuarios	Número de Viviendas	Número de viviendas sin servicio - VSS	Cobertura 2012	Déficit de Cobertura
	11.594.208	12.064.452	470.244	96,10%	3,90%
Resultados PIEC	Inversión (Millones \$)	Número de viviendas sin servicio - VSS	Participación	Incremento de Cobertura	
Total Nacional para la Universalización	4.318.858	470.244			
Interconectable	3.832.896	414.435	88,13%		3,44%
Por parte del Operador de Red:	463.603				
OR vía tarifa actual	429.744				
OR vía incremento tarifario	21.050	80.268			
Inversión del N1 por OR	12.809				
Con Recursos del FAER (Propuesta):	3.369.293				
FAER (Para inversión de nivel 1)	360.524				
FAER (Para inversión de nivel 2 y 3)	3.008.769	334.167			
No interconectable	485.962	55.809	11,87%		0,46%

Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

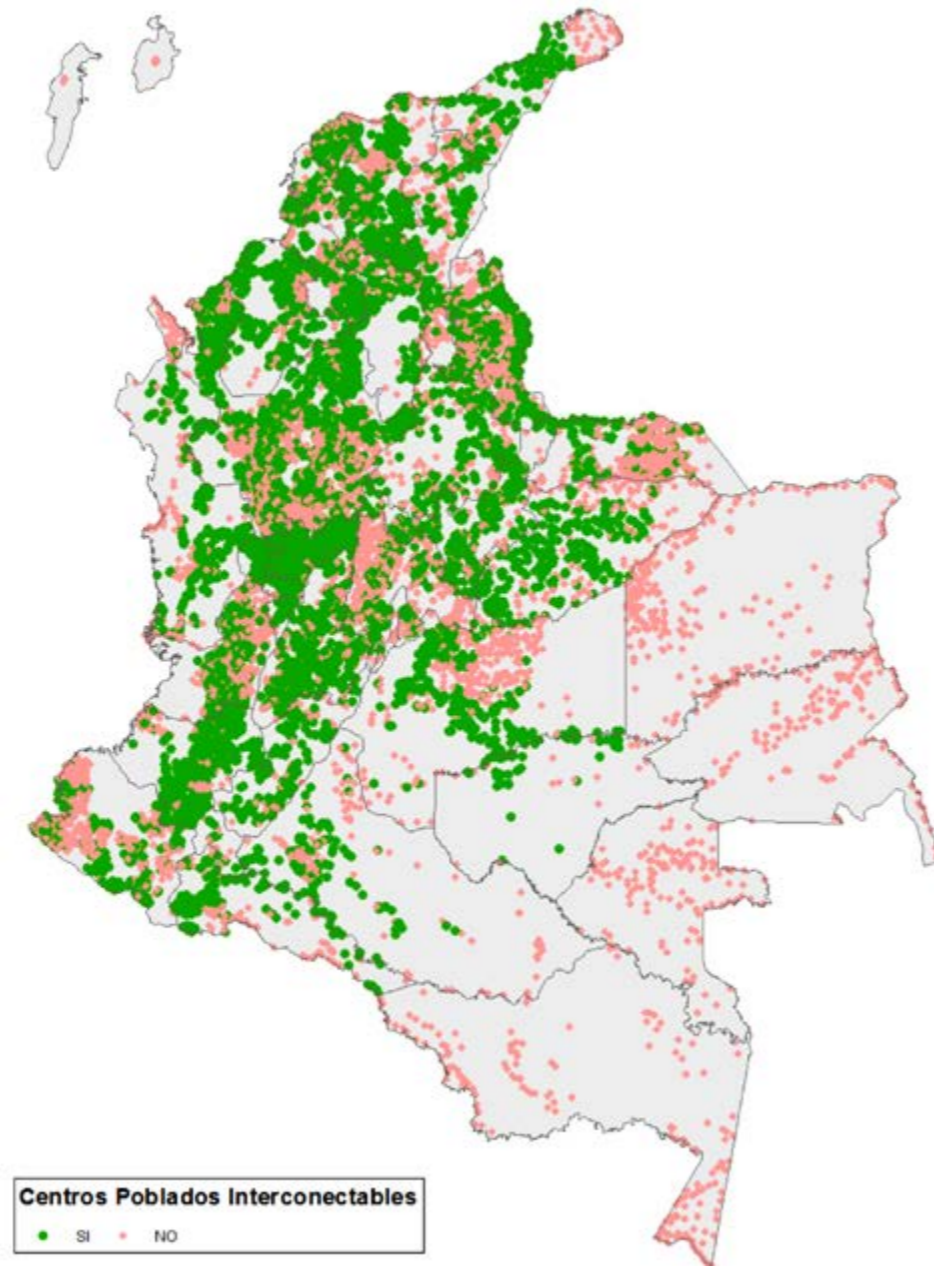
Figura 7. Incremento de cobertura para el escenario de universalización



Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Dado que la toma de decisión de interconexión o no, se basa en conceptos geográficos, técnicos y económicos, los resultados obtenidos para los 18.495³ CP reportados a la UPME, indican que con las alternativas modeladas, el 65,5% de estos CP son factibles de interconectar al SIN es decir 12.106, mientras que el 15,74% es más factible la generación aislada con plantas diésel ó en su defecto se deberá buscar una alternativa diferente de prestación del servicio de energía eléctrica.

Figura 8. Resultados de la Metodología del PIEC



Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

3 De los 18.504 centros poblados georreferenciados existen 3.485 para los cuales no se reportaron necesidades del servicio de energía eléctrica lo que corresponde al 18,83%.

Escenario de la universalización con solo inversión privada

Con el supuesto de que todas las inversiones requeridas se realicen solo mediante la inversión privada de cada operador de red, se ha calculado para este escenario, el impacto en la tarifa por operador de red, los resultados obtenidos se muestran a continuación:

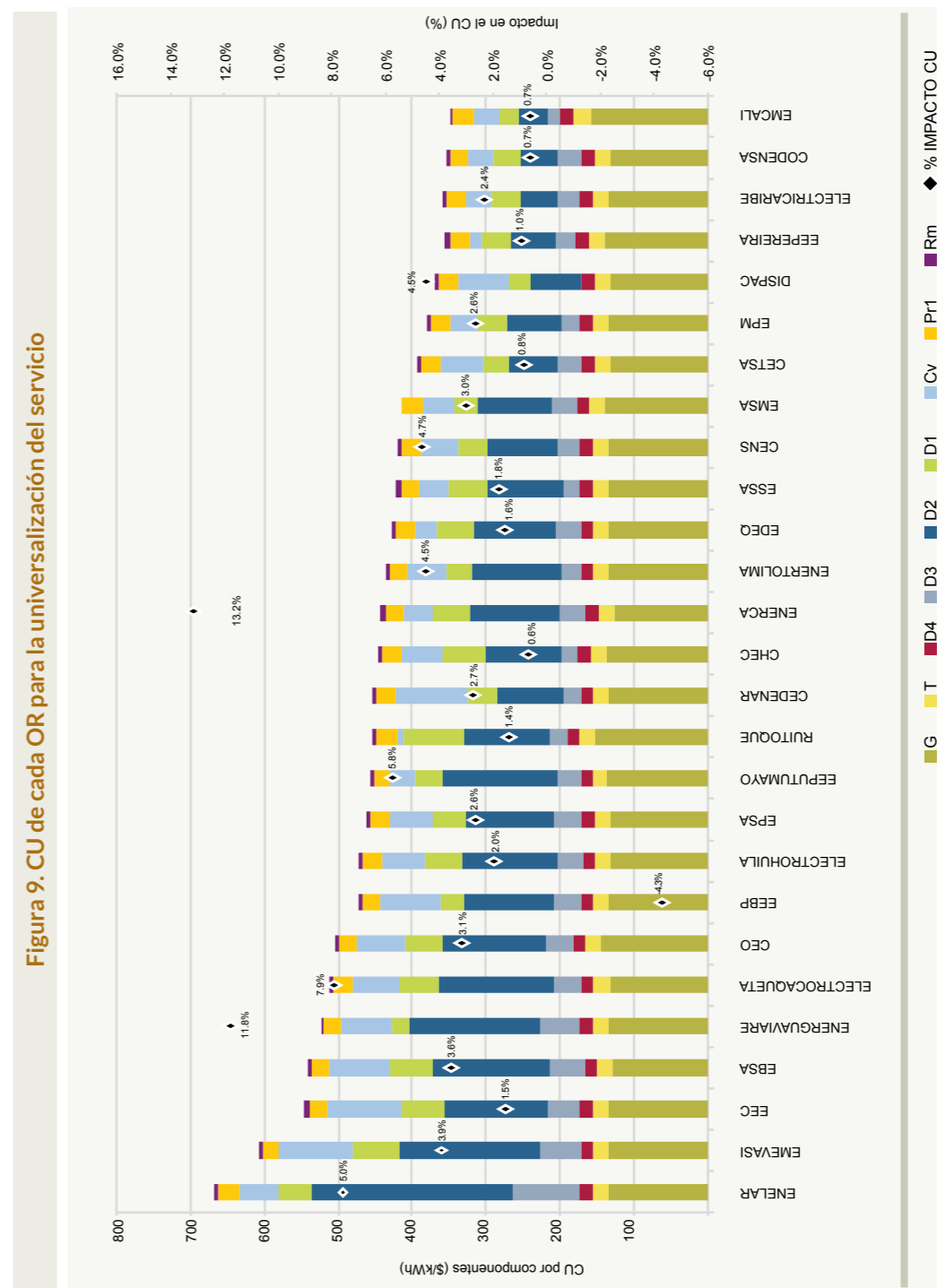


Figura 9. CU de cada OR para la universalización del servicio

Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Estos resultados indican que las empresas que tendrían mayores impactos en la tarifa al usuario final son Enerca, Energaviare, Electrocaquetá y EEPutumayo, las cuales presentan incrementos en el costo unitario de prestación del servicio de 13,2%, 11,8%, 7,9% y 5,8% respectivamente, dado que para la mayoría de estas empresas se requieren importantes inversiones en los niveles de tensión tres y dos con costos por vivienda más elevados que otras, en gran medida se deben a la dispersión de las mismas. En resumen, en la Tabla 2 se presentan los mayores impactos obtenidos por operador de red, si se lograra la universalización del servicio solo con recursos privados.

A nivel nacional el impacto tarifario con la universalización del servicio sería del 2%, el cual ha sido estimado considerando la energía útil de los niveles de tensión 2 y 3 para cada operador de red, para las 414.435 Viviendas Sin Servicio - VSS- que serían interconectables según los resultados del Plan.

Tabla 2. Impacto tarifario de la expansión para cada OR.

Empresa	Impacto CU - Iniversalización (%)	Empresa	Impacto CU - Iniversalización (%)
CEDENAR	2,69%	ELECTROCAQUETÁ	7,92%
CENS	4,66%	ELECTROHUILA	1,97%
CEO	3,13%	EMCALI	0,68%
CETSA	0,83%	EMCARTAGO	0,54%
CHEC	0,65%	EMSA	3,04%
CODENSA	0,69%	ENELAR	5,02%
DISPAC	4,48%	ENERCA	13,20%
EBSA	3,57%	ENERGUAVIARE	11,76%
EDEQ	1,57%	ENERTOLIMA	4,55%
EEBP	-4,25%	EPM	2,64%
EEC	1,46%	EPSA	2,60%
EEPEREIRA	0,98%	ESSA	1,85%
EEPUTUMAYO	5,77%	RUITOQUE	1,40%
ELECTRICARIBE	2,37%	EMEVASI	3,90%

Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Impacto de la universalización en las ADD

Se ha estimado el impacto tarifario de la universalización del servicio en las Áreas de Distribución -ADD- conformadas a la fecha, siendo estas ADD Sur, ADD Centro, ADD Oriente y ADD Occidente, acorde con los lineamientos establecidos por el MME en la resolución No. 180465 del año 2012. En la Tabla 3 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 3. Impacto tarifario de la expansión en cada ADD.

ADD	CU (\$/kWh)*	Total Inversión N3, N2, N1 (Millones \$)	Número de VSS Interconectables	Costo por Vivienda (\$)	CU con solo Inversión Privada (\$/kWh)	% Impacto tarifa con Inversión privada	Componente D3 (\$/kWh)	Componente D2 (\$/kWh)
Sur	633,85	735.944	80.623	9.128.173	658,26	3,71%	65,25	152,94
Centro	518,61	756.750	70.589	10.720.556	530,65	2,27%	42,78	102,39
Oriente	525,90	452.943	30.693	14.757.118	531,06	0,97%	58,28	77,74
Occidente	575,28	548.825	70.309	7.805.900	583,5	1,41%	48,57	87,86

Fuente: *XM S.A. E.S.P. Cargos ADD a diciembre de 2012, UPME resultados PIEC 2013-2017

El mayor impacto se obtuvo para el ADD Sur con 3,71% de incremento, en esta área de distribución se encuentran las empresas como EMEVASI, Electrocaquetá, EEPutumayo y Enerca, para las cuales se han obtenido los mayores impactos en el CU, para el escenario de universalización como se presentó en el numeral 4.1.3, sin embargo se encuentra en esta área también, la empresa EEBP para la cual se obtuvo un impacto de -4,25% en el CU, la permite amortiguar también el impacto general en esta ADD.

Mientras que el menor impacto en las ADD, se obtuvo para el área Oriente con un valor de 0,97% de incremento en el ADD para la universalización, en esta área se encuentran empresas como Codensa con un impacto de 0,7% y Electrohuila, Enelar, EBSA y EEC con impactos entre el 1,5% y el 5%. En la Tabla 4 se realiza la comparación entre el impacto en el CU obtenido para cada OR y el impacto en el ADD en la que se encuentra cada una de las empresas.

Tabla 4. Comparación del impacto tarifario de cada OR por ADD.

ADD	Empresa	% Impacto tarifario OR	% Impacto tarifario ADD
Oriente	CODENSA	0,69%	0,97%
	ENELAR	5,02%	0,97%
	EEC	1,46%	0,97%
	EBSA	3,57%	0,97%
	ELECTROHUILA	1,97%	0,97%
Occidente	EMP. MUN. EE	NA	1,41%
	EPSA	2,60%	1,41%
	CETSA	0,83%	1,41%
	EMCARTAGO	0,54%	1,41%
	EMCALI	0,68%	1,41%
	CEO	3,13%	1,41%
	CEDENAR	2,69%	1,41%



Sur	EMEVASI	3,90%	3,71%
	ELECTROCAQUETA	7,92%	3,71%
	EPUTUMAYO	5,77%	3,71%
	EEBP	-4,25%	3,71%
	EMSA	3,04%	3,71%
	ENERCA	13,20%	3,71%
	ENERGUAVIARE	11,76%	3,71%
Centro	ESSA	1,85%	2,27%
	CENS	4,66%	2,27%
	EPM	2,64%	2,27%
	EDEQ	1,57%	2,27%
	EEPEREIRA	0,98%	2,27%
	CHEC	0,65%	2,27%
	RUITOQUE	1,40%	2,27%

Fuente: Grupo de cobertura UPME. Versión Oct-31-2013

2. Escenario con inversión privada más recursos públicos disponibles en el periodo

Se presentan las metas de cobertura obtenidas para el presente plan a nivel departamental, para dos supuestos fundamentales, primero considerando solo inversiones privadas que podrían ser ejecutadas con la tarifa actual por parte de los ORs y segundo adicionándole los recursos públicos provenientes de los fondos FAER y FAZNI considerando que estos son recursos.

Se estiman las metas para el periodo del Plan considerando solo las inversiones factibles con la tarifa actual de cada operador de red, sin considerar que se dispongan recursos adicionales por parte del Estado; bajo este supuesto, el incremento en el índice de cobertura alcanzable al año 2017 sería de 0,67%, pasando de 96,10% al 96,77% de la cobertura nacional, atendiendo 80.268 viviendas sin servicio, con la remuneración actual de las empresas distribuidoras, lo que indica, que para lograr el objetivo básico de la universalización del servicio, se requiere de una combinación de alternativas que permita disponer de mayores recursos tanto públicos como privados, para lograr la meta nacional en el mediano plazo.

Sin embargo, incorporar otras tecnologías de generación o solución alternativa para la prestación del servicio podría mejorar las perspectivas en la inversión requerida, es por tal razón que la UPME ha considerado incorporar dentro de la metodología del PIEC otras fuentes de generación que permitan evaluar opciones de generación más competitivas que la generación con plantas diesel y sean también alternativas sostenibles en el largo plazo, con lo que se podría reducir el nivel de las inversiones requeridas permitiendo realizar un mayor incremento en la cobertura nacional; sin embargo, los proyectos que posean distintas alternativas de generación presentadas por las empresas distribuidoras tanto del SIN como de las ZNI, también podrán ser consideradas.

Metas de cobertura a concertar con los OR

A partir de las cifras arrojadas por el modelo para el periodo 2013 -2017, se calcularon las metas de cobertura municipales por alcanzar, éstos se observan en el siguiente mapa a nivel departamental.

Para obtener la universalización del servicio en el año 2017, se requería una inversión privada en infraestructura eléctrica por parte de los operadores de red de \$463.603 millones de pesos para atender

las 80.268 VSS interconectables, las cuales de acuerdo con los resultados del Plan serían viables para realizar la expansión de cobertura con la tarifa actual⁴.

⁴ La tarifa actual se refiere a la tarifa empleada en el Plan para cada una de las empresas distribuidoras correspondiente al mes de diciembre de 2012.

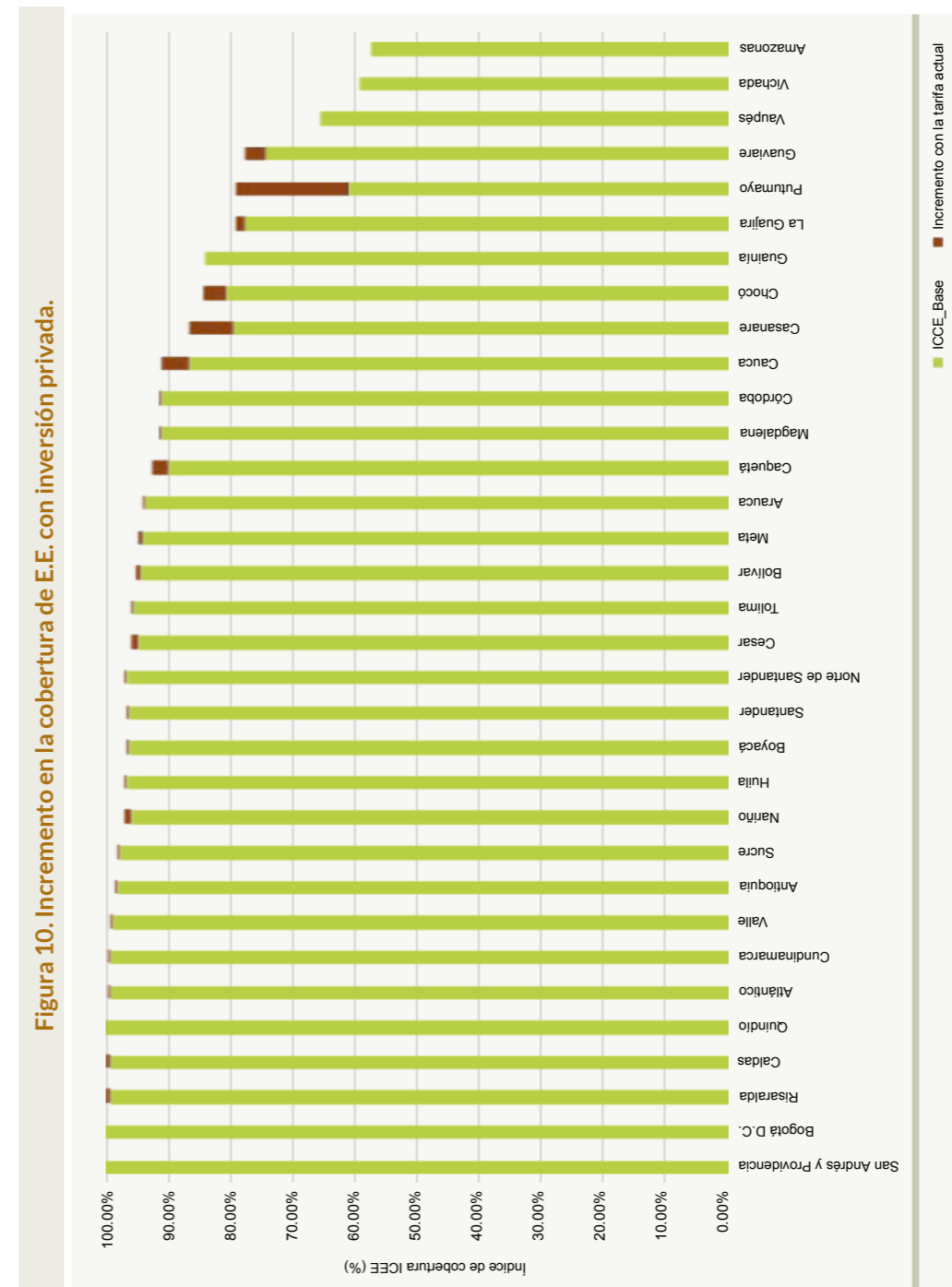


Figura 10. Incremento en la cobertura de E.E. con inversión privada.

Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

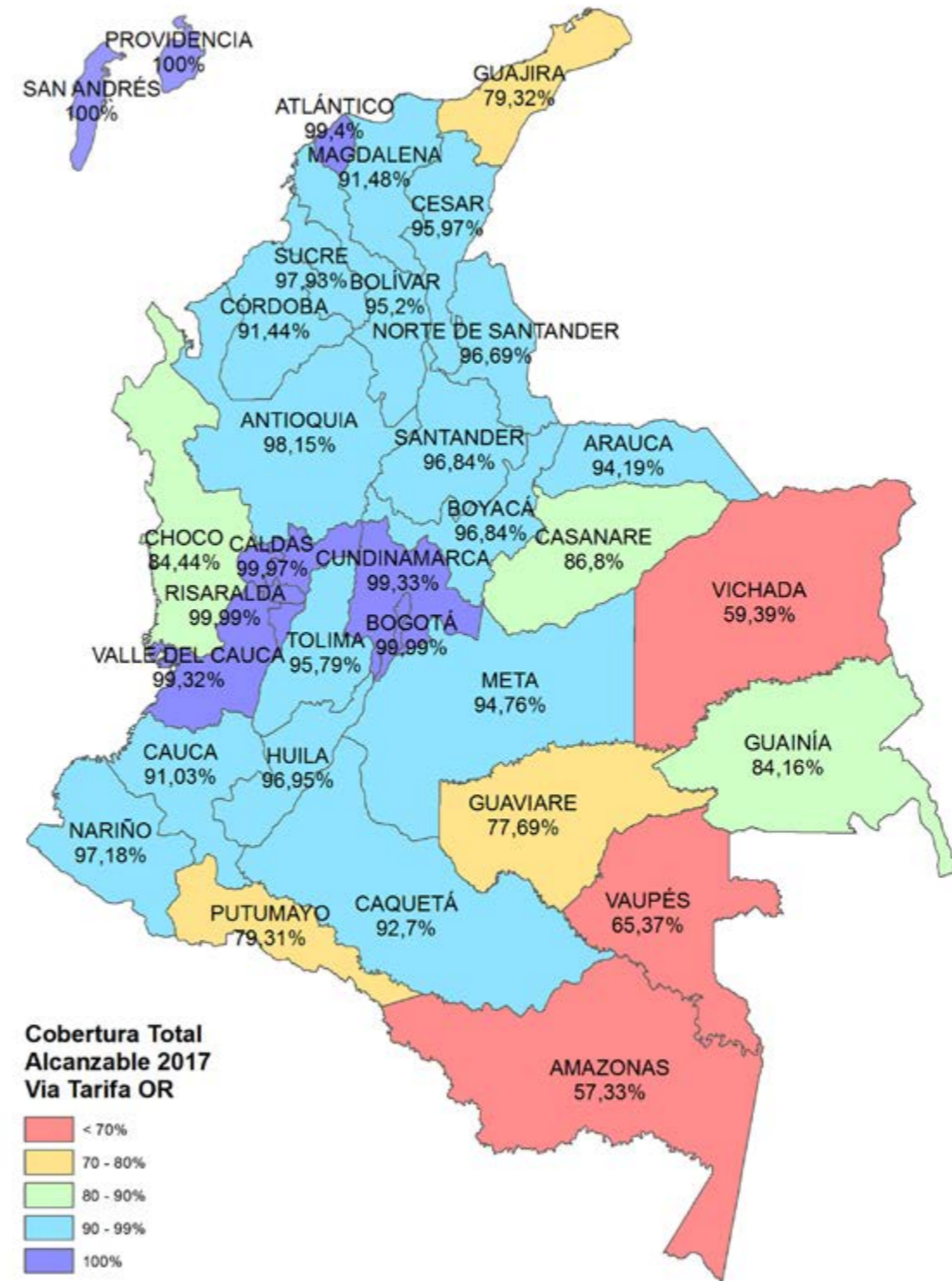
En la siguiente tabla se pueden observar las metas alcanzables al año 2017 para cada departamento, estimadas a partir de la tarifa actual de los operadores de red que prestan el servicio en cada departamento.

Tabla 5. Meta de cobertura a 2017 con inversión privada por departamento.

Departamento	ICCE_Base 2012	Incremento de cobertura con la tarifa actual	Cobertura total alcanzable a 2017 incluyendo recursos Públicos disponibles y Privados
San Andrés y Providencia	100,00%	0,00%	100,00%
Bogotá D.C..	99,99%	0,00%	99,99%
Risaralda	99,34%	0,65%	99,99%
Caldas	99,29%	0,68%	99,97%
Quindío	99,82%	0,09%	99,91%
Atlántico	99,40%	0,00%	99,40%
Cundinamarca	99,29%	0,04%	99,33%
Valle	99,01%	0,31%	99,32%
Antioquia	98,12%	0,03%	98,15%
Sucre	97,92%	0,02%	97,93%
Nariño	96,01%	1,18%	97,18%
Santander	96,34%	0,50%	96,84%
Norte de Santander	96,54%	0,14%	96,69%
Boyacá	96,43%	0,41%	96,84%
Huila	96,55%	0,40%	96,95%
Cesar	94,89%	1,09%	95,97%
Tolima	95,61%	0,18%	95,79%
Bolívar	94,39%	0,80%	95,20%
Meta	93,91%	0,85%	94,76%
Arauca	93,63%	0,56%	94,19%
Caquetá	90,10%	2,60%	92,70%
Magdalena	91,23%	0,25%	91,48%
Córdoba	90,95%	0,49%	91,44%
Cauca	86,82%	4,20%	91,03%
Chocó	80,90%	3,54%	84,44%
Guainía	84,16%	0,00%	84,16%
Casanare	79,78%	7,02%	86,80%
La Guajira	77,83%	1,49%	79,32%
Guaviare	74,34%	3,35%	77,69%
Putumayo	61,11%	18,20%	79,31%
Vaupés	65,37%	0,00%	65,37%
Amazonas	57,33%	0,00%	57,33%
Vichada	59,39%	0,00%	59,39%
Total Nacional	96,10%	0,67%	96,77%

Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Figura 11. Cobertura alcanzable con recursos privados vía tarifa actual



Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

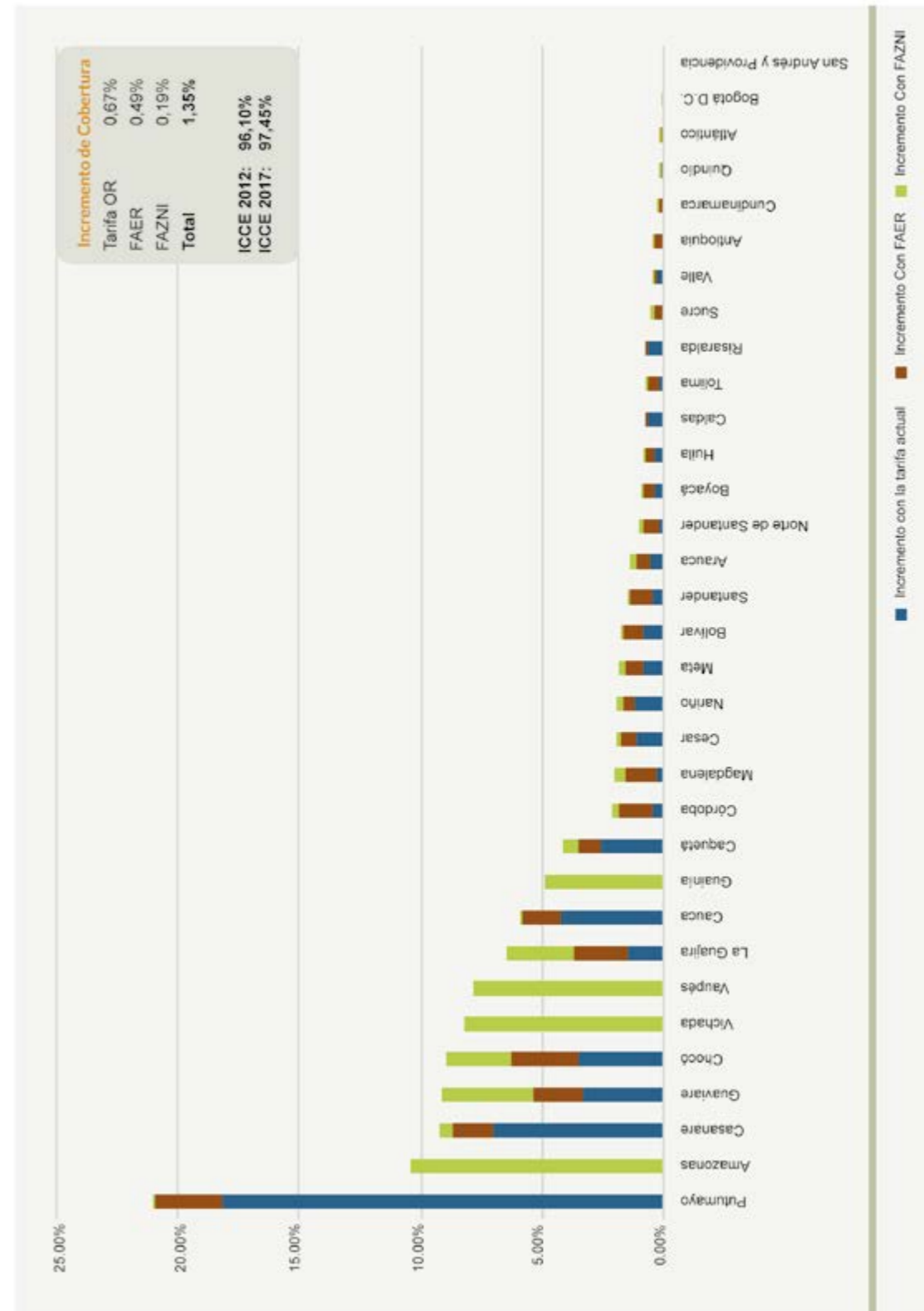
Cobertura alcanzable con los recursos públicos disponibles

Para este supuesto, se consideran las inversiones del escenario anterior realizadas por cada OR con la tarifa actual, lo que corresponde al 0,67% del aumento de la cobertura del servicio y apartir de dicho incremento se estima el incremento que se obtendría con la inversión pública, considerando que estos también son recursos limitados, que a su vez dependen de la distribución anual de los recursos disponibles hasta el 2017 de los fondos FAER y FAZNI, que en total aportarían \$653.421 millones de pesos a la cobertura nacional, durante la vigencia del Plan.

Sin embargo la UPME propone que del total de los recursos disponibles de los fondos se obtendrían los recursos para financiar las diferencias en el nivel 1, y el presupuesto restante se destinaría para financiar la infraestructura eléctrica requerida en los niveles de tensión 2 y 3.

Los resultados obtenidos indican que mediante los recursos del FAER se alcanzaría a incrementar el 0,49% de la cobertura, mientras que con los recursos provenientes del FAZNI se prestaría el servicio al 0,19% del total nacional, es decir con ambos recursos, la cobertura se incrementaría de 96,77% a 97,45%.

Figura 12. Incremento en la cobertura de E.E. con inversión privada.



Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

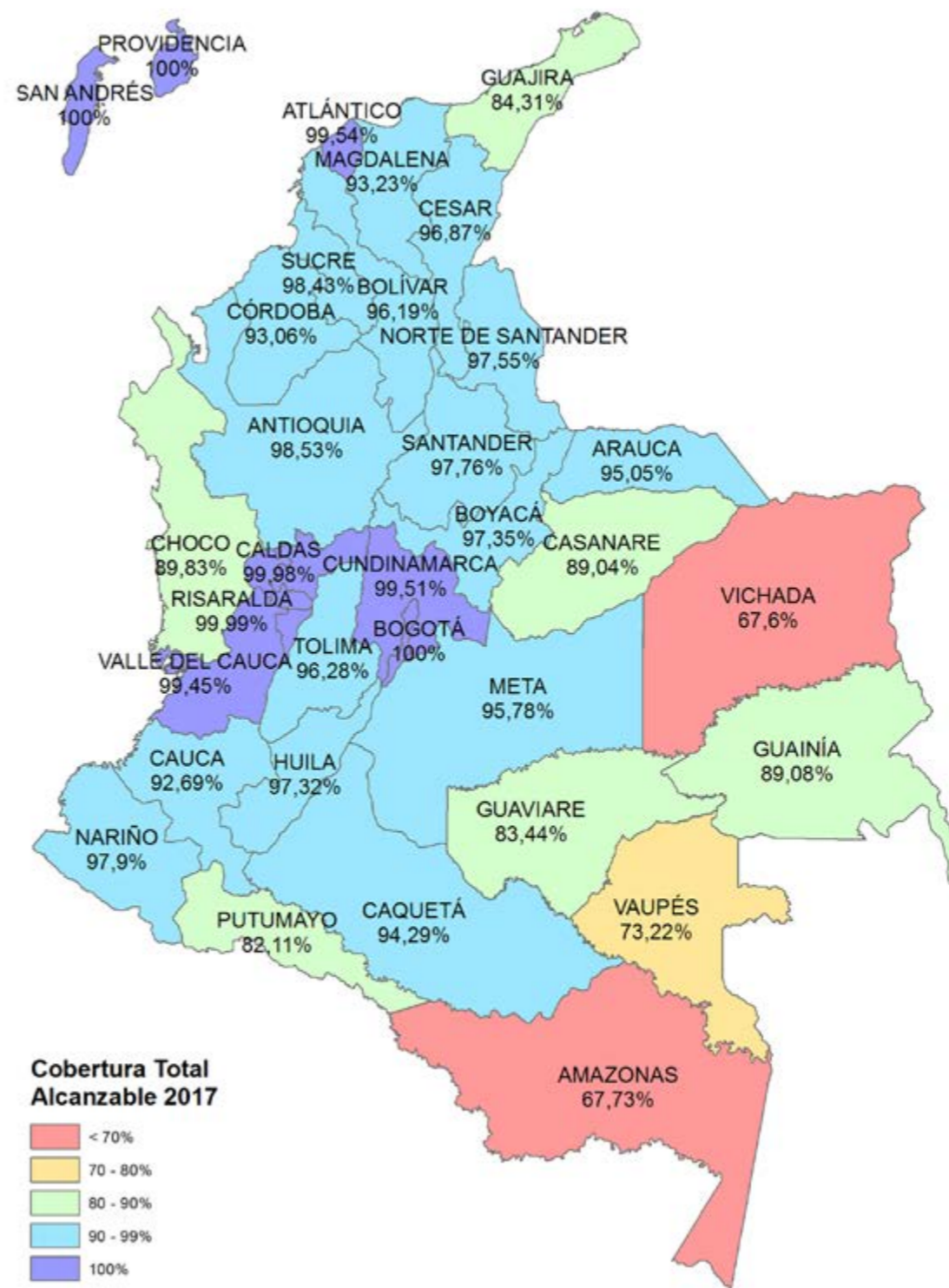
En la siguiente tabla, se muestra el incremento de cobertura por departamento para cada uno de estos recursos.

Tabla 6. Cobertura alcanzable al 2017 con inversión privada y pública disponible.

Departamento	ICCE_Base 2012	Incremento de cobertura con la tarifa actual	Incremento de cobertura con FAER	Incremento de cobertura con FAZNI	Cobertura total alcanzable a 2017 incluyendo recursos públicos disponibles y privados
San Andrés y Providencia	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
BOGOTÁ D.C.	99,99%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
Risaralda	99,34%	0,65%	0,00%	0,00%	99,99%
Caldas	99,29%	0,68%	0,02%	0,00%	99,98%
Quindío	99,82%	0,09%	0,05%	0,00%	99,96%
Atlántico	99,40%	0,00%	0,12%	0,02%	99,54%
Cundinamarca	99,29%	0,04%	0,13%	0,06%	99,51%
Valle	99,01%	0,31%	0,09%	0,05%	99,45%
Antioquia	98,12%	0,03%	0,37%	0,02%	98,54%
Sucre	97,92%	0,02%	0,38%	0,11%	98,43%
Nariño	96,01%	1,18%	0,51%	0,21%	97,90%
Santander	96,34%	0,50%	0,85%	0,07%	97,76%
Norte de Santander	96,54%	0,14%	0,67%	0,20%	97,55%
Boyacá	96,43%	0,41%	0,42%	0,09%	97,35%
Huila	96,55%	0,40%	0,34%	0,04%	97,32%
Cesar	94,89%	1,09%	0,69%	0,21%	96,87%
Tolima	95,61%	0,18%	0,47%	0,03%	96,28%
Bolívar	94,39%	0,80%	0,88%	0,11%	96,19%
Meta	93,91%	0,85%	0,74%	0,27%	95,78%
Arauca	93,63%	0,56%	0,55%	0,31%	95,05%
Caquetá	90,10%	2,60%	0,88%	0,71%	94,29%
Magdalena	91,23%	0,25%	1,31%	0,44%	93,23%
Córdoba	90,95%	0,49%	1,36%	0,26%	93,06%
Cauca	86,82%	4,20%	1,57%	0,09%	92,69%
Chocó	80,90%	3,54%	2,70%	2,71%	89,85%
Guainía	84,16%	0,00%	0,00%	4,92%	89,08%
Casanare	79,78%	7,02%	1,69%	0,55%	89,04%
La Guajira	77,83%	1,49%	2,20%	2,79%	84,31%
Guaviare	74,34%	3,35%	2,04%	3,70%	83,44%
Putumayo	61,11%	18,20%	2,74%	0,07%	82,11%
Vaupés	65,37%	0,00%	0,00%	7,85%	73,22%
Amazonas	57,33%	0,00%	0,00%	10,41%	67,73%
Vichada	59,39%	0,00%	0,00%	8,21%	67,60%
Total Nacional	96,10%	0,67%	0,49%	0,19%	97,45%

Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Figura 13. Cobertura alcanzable incluyendo recursos públicos disponibles



Fuente: Grupo de cobertura y fondos UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.



3. Escenarios de variación en el Dt.

Se realizaron escenarios con diferentes incrementos en la tarifa con el objeto de analizar los efectos de la política de universalización del servicio frente a los impactos tarifarios.

La inversión privada para la expansión de la cobertura de electricidad debe tener un reconocimiento tarifario, por lo tanto se requiere calcular el impacto tarifario que tendrán las inversiones a ejecutarse, así como los costos de AOM correspondientes a tales inversiones.

Por su parte, la inversión pública que deberá ser financiada a través del FAER, en cuyo caso, se reflejará solamente en la tarifa al usuario final mediante los costos requeridos para el AOM, mientras que la inversión pública se hunde, de modo que se obtiene un menor impacto en la tarifa al usuario final.

Para estos escenarios se ha propuesto la distribución de los recursos del FAER, de dos maneras, la primera, se distribuyen los recursos necesarios para cubrir las inversiones requeridas en el nivel de tensión 1, que sean superiores al cargo de distribución D1, aprobado por la CREG para cada OR, y la segunda distribución de recursos del FAER, consiste en distribuir los recursos restantes en los niveles de tensión 2 y 3 de manera similar, teniendo en cuenta el Orden de Elegibilidad de los Proyectos -OEP- establecido por el MME en la resolución No. 180465 de 2012. De igual forma se considera la limitación en los recursos públicos y las inversiones factibles por parte de los ORs con la tarifa actual.

Para calcular estos incrementos, se han planteado 3 escenarios de análisis, en cada uno, incrementando el porcentaje de los cargos D3 y D2, denominado Dt, para lo que se consideraron las variaciones en el Dt de 3%, 5% y 10%, y se evaluaron sus efectos.

El incremento en el ICEE, con para los escenarios de incremento en el Dt, se presentan considerando el incremento que tendría en la cobertura del servicio con las inversiones a partir de la tarifa actual del OR, el cual corresponde al 0,67% de incremento, es decir partiendo del ICEE obtenido a nivel nacional del 96,10%, y el aumento de cobertura nacional de la inversión privada de los ORs, se obtendría una cobertura total de 96,77%, a la cual se le adiciona el aumento de cobertura obtenido con el incremento tarifario, los resultados se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 7. Aumento de cobertura Nacional con incrementos en el Dt.

Escenario de Incremento Dt	Aumento de Cobertura con el Dt	ICEE Nacional con el Incremento Dt	VSS que se cubren con el Incremento Dt	Total VSS que se atenderían
3,00%	0,70%	97,47%	849,78	165.246,00
5,00%	1,47%	98,24%	1.775,08	262.486,00
10,00%	2,32%	99,09%	2.799,35	457.443,00

Fuente: Grupo de cobertura UPME - Resultados PIEC 2013 - 2017.

Los resultados indican que con un incremento en el Dt del 3%, la cobertura pasaría del 96,77% con la tarifa actual a 97,47% con el incremento tarifario, lo que equivale en total a cubrir 165.246 VSS, cuando se incrementa el 5% en el Dt, la cobertura a nivel nacional aumenta de 96,77% al 98,24%, mientras que en el escenario en el que se incrementa el Dt en 10%, la cobertura alcanza un incremento del 2,32%, llegando al 99,09% y cubriendo en total 457.443 viviendas sin servicio, considerando las 80.268 que se cubrirían con la tarifa actual.

De igual forma se han analizado los efectos que los incrementos en los cargos D3 y D2, tendrían sobre las tarifas de los operadores de red, sin embargo el mayor impacto para el escenario de incremento del 10% se ha obtenido para la empresa Enelar siendo del 5,1%.

4. Escenario normativo de las ZNI

En este escenario alternativo se toman a consideración las inversiones del nivel 1 basándose en la remuneración para cada una de las unidades constructivas establecidas en la Resolución CREG 057 de 2008, la cual establece un cargo de 96 \$/kWh por el uso de la infraestructura.

Al realizar dichos ajustes, se obtienen los siguientes resultados:

- Reducción de inversiones con un porcentaje equivalente a 21,63% respecto a las inversiones requeridas para la universalización del servicio.
- El número de viviendas sin servicio interconectarles alcanzo 381.093 presentándose una disminución de 33.342 viviendas equivalente al 8,08%.
- Frente al escenario de Universalización, las inversiones realizadas por el FAZNI presentan un disminución del 61,07 % pasando de 485.962 millones a 296. 767 millones.

¿QUÉ CONTINUA?

Se resalta que si bien los períodos de planeación del PIEC y de los planes de expansión de cobertura de los Operadores de Red son diferentes, el primero es a cinco años y los segundos a tres años, el primero señala la senda a seguir por parte de los OR.

De acuerdo con lo expuesto en las resoluciones del MME 180465 y 90066 de enero 2013, que buscan alcanzar las metas estimadas en este documento, los operadores de red deben presentar a la UPME su respectivo plan de expansión de cobertura de energía eléctrica.

Esta última resolución estableció que tres meses después de la publicación del PIEC (septiembre 3 de 2013) deben estar concertadas las metas de cobertura con todos los Operadores de Red. Después de que se realice dicha concertación, se cuentan con cuatro (4) meses para presentar los planes de expansión.

Se espera que este documento brinde la información suficiente para dar las señales apropiadas que se requieren en búsqueda de la universalización del servicio de energía eléctrica con criterios eficientes. Es así que los resultados que se obtienen de aplicar dicha metodología, brindan señales indicativas al gobierno nacional sobre: recursos de inversión, tanto pública como privada, para la universalización de dicho servicio, así como las metas de cobertura alcanzables vía tarifa y con los recursos estatales disponibles, y un posible aumento tarifario por Operador de Red. Así mismo, propone lineamientos de la expansión de distribución a los operadores de red, quienes deberán incorporar las metas concertadas en la elaboración de sus planes de expansión de cobertura; posteriormente como resultado de la evaluación de dichos planes, la UPME elaborará el Plan de Expansión de Cobertura (PEC) que deberá oficializar el Ministerio de Minas y Energía (MME) para su obligatorio cumplimiento.



RESUMEN EJECUTIVO
Plan Indicativo de Expansión de
Cobertura de Energía Eléctrica
2013 - 2017

