

10-11-2016

Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica

PIEC 2016-2020

Anexos

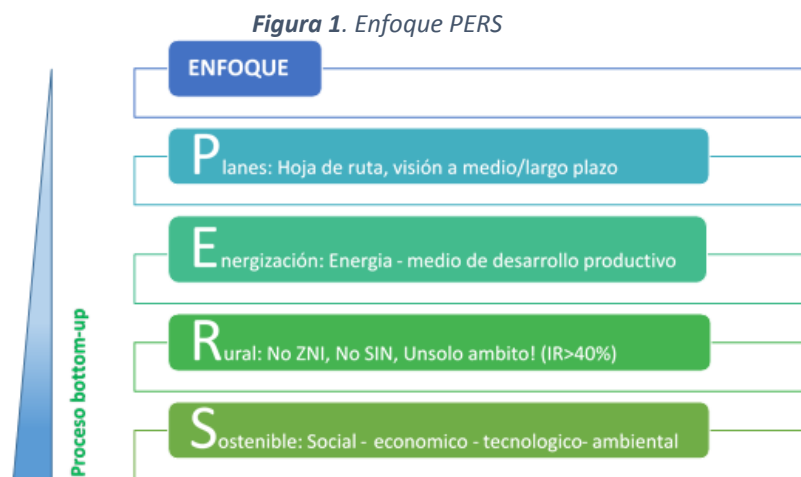
Anexo 1: Planes de Energización Rural Sostenible –PERS.....	4
Anexo 2: Recursos de asignación fondos del Estado	7
Anexo 3: Metodología para la estimación del ICEE	11
Anexo 4: Metodología para creación y validación de SITIOS UPME	16
4.1 Verificación de la Exactitud Posicional.....	17
4.2 Nombre de la capa propia de la UPME	17
4.4 Fuentes de los datos	18
4.5 Validación de la capa SITIOS UPME.....	19
4.6 Ingreso de SITIOS a través del aplicativo WEB.....	22
4.7 Estructuración oficial capa SITIOS UPME	24
Anexo 5: Metodología de fotointerpretación caso La Guajira.....	26
5.1 Análisis general de la información poblacional.....	26
5.2 Metodología de Fotointerpretación	33
5.3 Resumen y resultados de la muestra	37
5.4 Aspectos relacionados con el diseño de muestra y precisión.....	42
5.5 Estimación de usuarios y suscriptores	44
Anexo 6: Análisis consumo rural por piso térmico y eficiencia.....	51
6.1 Antecedentes	51
6.2 Supuestos	53
6.2 Resultados.....	56
6.3 Recomendaciones	65
Anexo 7: Metodología para expansión de redes de distribución	70
7.1 MODELO SIG DEL PIEC.....	74
7.2 OPTIMIZACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE REDES CONSIDERANDO CALIDAD.....	78
Anexo 8: Metodología para estimar el costo de combustible y transporte	92
Anexo 9: Casos de uso.....	97
Anexo 10: Resultados a nivel departamental	98



Anexo 1: Planes de Energización Rural Sostenible –PERS

El desarrollo del PERS se da a partir de un análisis de los elementos regionales relevantes que permiten identificar, formular y estructurar lineamientos y estrategias de desarrollo energético rural así como proyectos integrales y sostenibles de suministro y aprovechamiento de energía para un período de mínimo 15 años, se busca que incorporen la garantía de conservación y autogeneración de ingresos permitiendo la permanencia en el tiempo de las diferentes soluciones energéticas y esquemas empresariales seleccionados para cada uno de los proyectos integrales formulados y estructurados.

Los PERS juegan un papel importante en la planeación de la cobertura, ya que se articula con el modelo PIEC al brindar información socioeconómica, de los sitios que no cuentan con el servicio de energía, de su ubicación geográfica y con la identificación de proyectos integrales que son una oportunidad de solución al desarrollo social y económico de la región.



Fuente: Elaboración UPME.

Durante el periodo 2013 - 2016, se han realizado procesos PERS en los departamentos de Nariño, Tolima, La Guajira, Chocó, Cundinamarca. Se han realizado 9.661 encuestas –ver Tabla 1, cada encuesta cuenta con el levantamiento de información para llevar a cabo el análisis de la caracterización socioeconómica y demanda energética de las zonas rurales en estudio.

Tabla 1. Encuestas PERS

PERS	# Encuestas
Nariño	2479
Tolima	1429
La Guajira	1255
Choco	2812
Cundinamarca	1686
Total	9661

Fuente: Elaboración UPME.

A partir de las encuestas y el trabajo liderado por cada gestor local, se señalan los productos resultantes del proceso de planeamiento de los PERS:

1. Caracterización energética y productiva del departamento con fuentes de información y recursos actuales.
2. Conocimiento de las zonas rurales mediante la recolección de información primaria en tiempo real (encuestas).
3. Análisis estadístico académico sobre situación socio-económica y energética.
4. Criterios para formulación de políticas públicas regionales.
5. Información para formular proyectos sostenibles aplicables a las regiones.
6. Proyectos sostenibles que contribuirá a elevar el nivel de vida de los habitantes de estas zonas y sobretodo, impulsar su desarrollo local pasando de un concepto de Electrificación Rural a uno de Energización Rural.

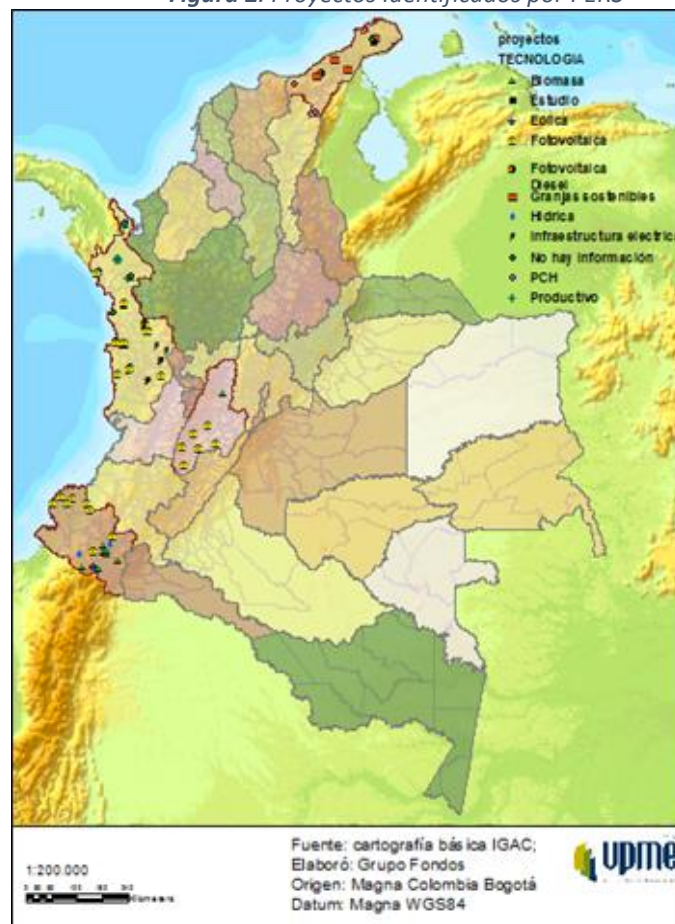
En el desarrollo del producto 6, los gestores PERS han identificado un total de 47 proyectos en los departamentos de Nariño, La Guajira, Tolima y Chocó. Figura 2, observándose que predominan los proyectos de tipo solar, y se da relevancia a los proyectos productivos utilizando la energía como medio de desarrollo. Como iniciativas futuras de los PERS, se tiene planeado empezar con el desarrollo de PERS Orinoquia, Putumayo y Cesar con diferentes socios estratégicos y de cooperación internacional. Hay interés para desarrollar PERS en los departamentos de Antioquia, Santander, Norte de Santander, Boyacá y Huila.

Los retos que tiene el PERS:

1. Con la expedición reciente de la Ley de Energías Renovables se abre la oportunidad con el parágrafo del artículo 34 la “prioridad a los proyectos que estén incorporados dentro de los Planes de Energización Rural Sostenible a nivel departamental y/o regional (su sigla PERS) a fin de incentivar la metodología elaborada para este fin”, por lo que es de gran conveniencia aprovechar esta coyuntura y promover los procesos de formulación de proyectos en el marco de los PERS.

2. Posicionarse como estrategia para la región a través de su incorporación en los Planes de Desarrollo Departamentales.
3. Convertirse en una herramienta nacional y departamental de información regional para diferentes actores interesados en conocer los potenciales de las zonas en cuanto a energéticos y proyectos identificados.

Figura 2. Proyectos Identificados por PERS



Fuente: Elaboración UPME.

Anexo 2: Recursos de asignación fondos del Estado

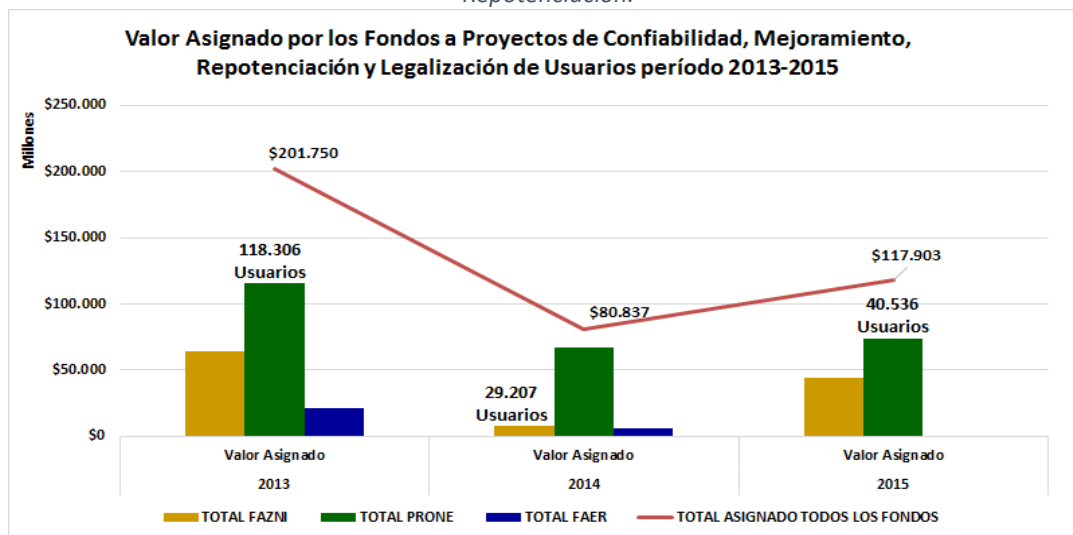
En el período 2013-2015, los recursos asignados provenientes de los diferentes fondos de financiación del sector fueron de \$921.840 millones (Valores Constantes a 2015) beneficiando a 241.185 usuarios.

Tabla 2. Recursos asignados por fondos: FAER, FAZNI y PRONE en el periodo 2013-2015.

FONDO	Valor Asignado Por Fondo en Millones de \$ Valores Constantes 2015							
	2013		2014		2015		Total	
	Monto	Beneficiados	Monto	Beneficiados	Monto	Beneficiados	Monto	Beneficiados
FAER	\$137.810	58.697	\$144.855	16.416	\$137.458	12.015	\$420.123	87.128
FAZNI	\$90.829	31.947	\$60.051	9.183	\$94.016	17.535	\$244.895	58.665
PRONE	\$115.770	45.744	\$66.964	23.712	\$74.088	25.936	\$256.822	95.392
TOTAL	\$344.409	136.388	\$271.869	49.311	\$305.562	55.486	\$921.840	241.185

De los montos presentados en la tabla anterior, \$ 400.490 millones fueron destinados a Normalización de Redes, Confiabilidad, Mejoramiento y Repotenciación beneficiando a 188.049 usuarios en este periodo como se muestra en la Figura 3; este monto corresponde al 43% de los recursos de los fondos del sector, el 57% restante se destinó a la ampliación de la cobertura.

Figura 3. Montos asignados para Normalización de Redes, Confiabilidad, Generación, Mejoramiento y Repotenciación.



Fuente: FAER-UPME, PRONE-MME, FAZNI-IPSE.

Valores Constantes a 2015.

Tabla 3. Recursos asignados por tipo de inversión en el periodo 2013-2015.

Valor Asignado Por Fondo en \$ Valores Constantes 2015			
FONDO	TIPO DE INVERSIÓN	Total	
		Valor Asignado	Beneficiados
FAZNI	MEJORAMIENTO	\$82.162.640.985	33.414
	REPOTENCIACIÓN	\$34.011.254.587	14.021
	TOTAL FAZNI	\$116.173.895.573	47.435
PRONE	LEGALIZACIÓN DE USUARIOS	\$256.821.777.385	95.392
	TOTAL PRONE	\$256.821.777.385	95.392
FAER	CONFIABILIDAD	\$27.495.069.456	45.222
	TOTAL FAER	\$27.495.069.456	45.222
	TOTAL ASIGNADO TODOS LOS FONDOS	\$400.490.742.414	188.049

Fuente: FAER-UPME , PRONE-MME, FAZNI-IPSE.

En la Tabla 3 se puede observar el tipo de inversión por fondo, resaltando que el mayor monto asignado corresponde a Legalización de usuarios (PRONE) con un valor total de \$ 256.821 millones (valores constantes a 2015) y beneficiando a 95.392 viviendas, seguido por los proyectos que buscaban el mejoramiento en Sistemas de Generación y Distribución en Zonas No Interconectadas con un monto asignado de \$ 82.162 millones (valores constantes a 2015) beneficiando a 33.414 usuarios.

Desarrollando un análisis de datos para el Fondo PRONE, observamos que el departamento que recibió la mayor cantidad de recursos fue el Valle del Cauca con un monto total de \$62.717 millones (valores constantes a 2015) beneficiando a 29.457 usuarios; así mismo, la zona del país que recibió el 62% de los recursos del fondo fue la costa atlántica con \$ 160.033 millones beneficiando a 50.241 usuarios y el departamento que presenta el mayor costo por usuario es La Guajira con un valor promedio de \$ 3.933.122. Los valores asignados por departamento en este fondo pueden ser detallados en la Tabla 4.

Tabla 4. Recursos asignados por departamento- PRONE 2013-2015

PRONE Valores Constantes a 2015			
Departamentos	Total Aporte PRONE	Total No. Usuarios	Costo x Usuario
Arauca	\$ 5.422.260.486,57	2.706	\$ 2.003.791,75
Atlántico	\$ 32.461.700.623,03	11.853	\$ 2.738.690,68
Bolívar	\$ 26.560.759.841,10	8.616	\$ 3.082.725,14
Caquetá	\$ 973.919.996,00	698	\$ 1.395.300,85
Cesar	\$ 25.031.348.867,64	7.106	\$ 3.522.565,28
Córdoba	\$ 12.113.009.676,21	4.251	\$ 2.849.449,47
Huila	\$ 7.504.792.857,63	3.430	\$ 2.187.986,26
La Guajira	\$ 9.431.626.625,43	2.398	\$ 3.933.122,03
Magdalena	\$ 47.413.833.628,37	14.019	\$ 3.382.112,39
Meta	\$ 1.554.788.258,88	1.140	\$ 1.363.849,35
Nariño	\$ 18.032.474.736,59	7.514	\$ 2.399.850,24
Santander	\$ 582.609.904,00	206	\$ 2.828.203,42
Sucre	\$ 7.021.161.888,59	1.998	\$ 3.514.095,04
Valle del Cauca	\$ 62.717.489.995,18	29.457	\$ 2.129.120,07
Total general	\$ 256.821.777.385,22	95.392	\$ 2.692.277,94

Fuente: PRONE-MME..

Valores Constantes a 2015

Así mismo, el departamento que presenta el mayor costo por usuario es Vaupés con un valor promedio de \$ 13.242.953. Los valores asignados por departamento en este fondo pueden ser detallados en la Tabla 5.

Tabla 5. Recursos asignados por departamento- FAZNI Mejoramiento 2013-2015

Aporte FAZNI a Mejoramiento Valores Constantes a 2015			
Departamentos	Total Aporte FAZNI	Total No. Usuarios	Costo x Usuario
Antioquia	5.303.222.161	1.815	\$ 2.921.885,49
Cauca	11.054.225.276	5.567	\$ 1.985.670,07
Chocó	37.618.606.091	10.886	\$ 3.455.686,76
Guainía	212.100.005	0	\$ -
Nariño	12.844.096.082	7.713	\$ 1.665.252,96
Putumayo	3.613.572.769	2.903	\$ 1.244.771,88
Vaupés	1.854.013.433	140	\$ 13.242.953,09
Vichada	9.662.805.168	4.390	\$ 2.201.094,57
Total general	\$ 82.162.640.985,43	33.852	\$ 2.427.113,35

Fuente: FAZNI-IPSE.

Por otra parte, es importante destacar que los proyectos de repotenciación asignados por el FAZNI contemplan adecuaciones a plantas de generación para 24 horas de servicio de energía eléctrica aportando \$ 34.011 millones (valores constantes a 2015) y beneficiando un total de 14.021 usuarios. El departamento que más recibió recursos para este tipo de proyectos fue el Chocó con una asignación de \$21.437 millones (valores constantes a 2015) beneficiando a 8.405 usuarios. Los valores asignados por departamento en este fondo pueden ser detallados en la Tabla 6.

Tabla 6. Recursos asignados por departamento- FAZNI para reposición 2013-2015

Aporte FAZNI a Repotenciación Valores Constantes a 2015			
Departamentos	Total Aporte FAZNI	Total No. Usuarios	Costo x Usuario
Antioquia	1.885.868.674	2.088	\$ 903.193,81
Cauca	7.980.057.868	900	\$ 8.866.730,96
Chocó	21.437.680.691	8.405	\$ 2.550.586,64
Nariño	1.113.783.043	2.373	\$ 469.356,53
Vaupés	1.593.864.311	255	\$ 6.250.448,28
Total general	\$ 34.011.254.587,31	14.021	\$ 2.425.736,72

Fuente: FAZNI-IPSE.

Anexo 3: Metodología para la estimación del ICEE

Para la interpretación y aplicación de esta metodología, se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las Ley 142 y Ley 143 de 1994, en el Decreto 388 de 2007 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

- **Área Rural ó Resto Municipal (R):** se caracteriza por la disposición dispersa de viviendas y explotaciones agropecuarias existentes en ella. No cuenta con un trazado o nomenclatura de calles, carreteras, avenidas, y demás. Tampoco dispone, por lo general, de servicios públicos y otro tipo de facilidades propias de las áreas urbanas.
- **Cabecera Municipal (CM):** es el área geográfica que está definida por un perímetro urbano, cuyos límites se establecen por acuerdos del Concejo Municipal. Corresponde al lugar en donde se ubica la sede administrativa de un municipio.
- **Entidad territorial:** de acuerdo con los artículos 286 y 287 de la actual Constitución Política de Colombia, se da este calificativo a los departamentos, los distritos, los municipios y los territorios indígenas; gozan de autonomía para la gestión de sus intereses dentro de los límites de la Constitución y de la ley.
- **Operador de Red de STR y SDL (OR):** Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.
- **Población (POB):** Según el diccionario de la Real Academia Española es el “Conjunto de personas que habitan la tierra o cualquier división geográfica de ella”. Para esta metodología corresponde a la información reportada por cada Operador de Red y a la estadística proyectada por el DANE para cada año de análisis, tanto a nivel de Cabecera Municipal - CM y Resto.
- **Usuario:** Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor. Para los efectos de esta Resolución se denominará Usuario Final.
- **Usuario Subnormal (USN):** De acuerdo con el Art. 2 de la Resolución CREG 120 de 2001, es “la persona jurídica que representa legalmente a la comunidad de usuarios conectados a un

circuito subnormal y que suscribe un contrato para la prestación del servicio a la misma". Los usuarios Subnormales se estiman de la misma manera que los demás usuarios residenciales.

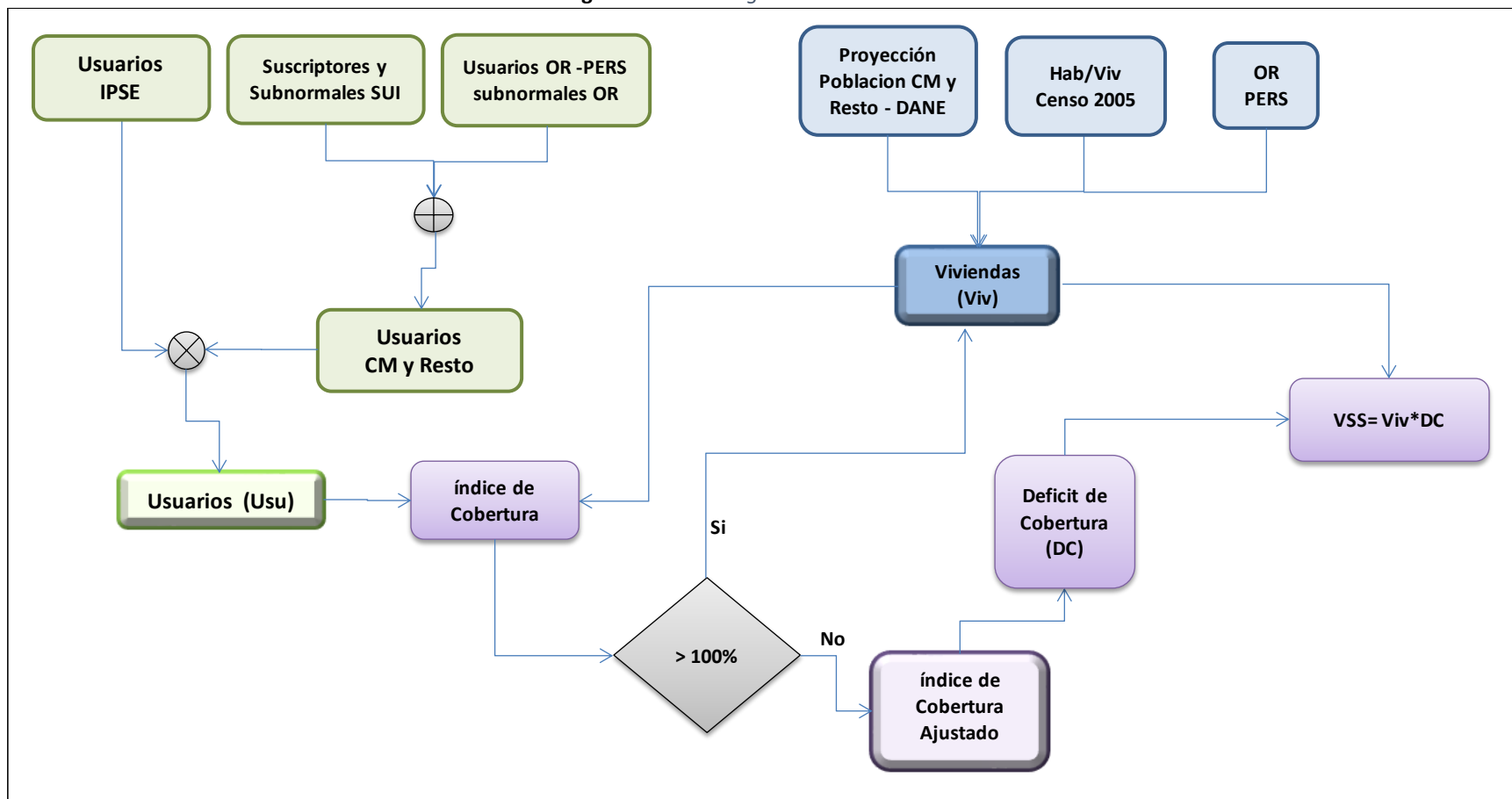
- Sistema Interconectado Nacional (SIN): Según lo previsto por el artículo 11 de la Ley 143 de 1994: corresponde al "Sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios".
- Vivienda (V): De acuerdo con la definición del DANE, es un espacio independiente y separado con áreas de uso exclusivo, habitado o destinado a ser habitado por una o más personas.
- Zona aislada: ZNI a la que no es eficiente económicamente conectar al SIN .Decreto 1823 DE 2015.
- Zona No Interconectada (ZNI): Según el Artículo 1 de la Ley 855 de diciembre 18 de 2003, "para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por zonas no interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al sistema interconectado nacional, SIN."

El índice de cobertura de energía eléctrica se calcula anualmente por la UPME, para lo cual se ha propuesto una metodología con el fin de obtener una aproximación más cercana a la realidad. Por lo anterior, en la Figura 4 se presenta esquemáticamente la metodología aplicada para la estimación del ICEE a 2015.

El índice de cobertura de energía eléctrica, se estima como la relación entre las viviendas con servicio y el total de viviendas de cada municipio:

$$ICEE_{t,i} = \frac{U_{t,i}}{V_{t,i}} \times 100\%$$

Figura 4. Metodología estimación del ICEE.



3.1 Usuarios

Corresponde a las viviendas (solo usuarios residenciales) que cuentan con servicio de energía eléctrica, independiente de la calidad de su servicio y de la cantidad de horas.

El proceso inicia con la solicitud a los Operadores de Red de información de viviendas con servicio de energía eléctrica (corte a diciembre del año anterior, para este caso 2015), a nivel de municipios tanto urbano y rural asimismo la cantidad de viviendas subnormales.

Por otra parte, se solicita a IPSE las viviendas que tienen servicio con otra solución en ZNI, independientemente de la cantidad de horas de servicio que se preste.

La información presentada por los Operadores de Red y por el IPSE, deberá contener como mínimo lo siguiente: Departamento, Municipio, Nombre del Sitio, Número de Usuarios clasificados como Urbanos, Rurales y Subnormales.

Dado que a 2015 hay información disponible de las encuestas PERS (Nariño, La Guajira, Tolima y Chocó) la UPME incluyó la información de las viviendas y viviendas sin servicio a nivel de SITIO UPME, validando la información inicialmente reportada a nivel de municipio.

3.2 Viviendas totales

Las Viviendas para la estimación del ICEE a nivel municipal, deberán ser concertadas entre el Ente Territorial y el Operador de Red que presta el servicio en cada municipio, para que este último realice el reporte de la información mediante el formato dispuesto por la UPME.

La información de Viviendas presentada por el Operador de red, deberá contener como mínimo lo siguiente: Departamento, Municipio, Nombre del Sitio, Coordenadas geográficas del sitio donde se encuentran concentradas las Viviendas en WGS84, Número de Viviendas clasificadas como Urbanas., Número de Viviendas clasificadas como Rurales.

En el caso de no ser posible esta concertación, se aplicará el siguiente procedimiento para determinar el número de viviendas.

- A partir del Índice de habitantes por vivienda estimado con la información del Censo Dane 2015:

$$\text{Indice de habitantes} = \frac{\text{Habitantes}_{\text{Censo 2005}}}{\text{Viviendas}_{\text{Censo 2005}}}$$

- Y con las proyecciones de población del DANE para el año de cálculo, se determinaran el número de viviendas.

$$V_{t,i} = \text{Pob}_{t,i} * \left(\frac{\text{Viv}}{\text{Hab}} \right)_{\text{Censo Vigente}}$$

$V_{t,i}$ =Cantidad de Viviendas para el año (t) del municipio (i).

$\text{Pob}_{t,i}$ =Poblacion para el año (t) del municipio (i), de acuerdo con las proyecciones del DANE.

3.3 Cálculo del Índice de Cobertura

Además del índice total referido en el numeral 3.1, se estima el ICEE tanto para la zona urbana como rural de cada municipio, así:

$$ICEE_{(urb)(t,i)} = \frac{U_{t,i}}{V_{t,i}} \times 100\% \qquad ICEE_{(rur)(t,i)} = \frac{U_{t,i}}{V_{t,i}} \times 100\%$$

t: corresponde al periodo de análisis

i: corresponde al Municipio, Departamento, Región, etc.

Cuando se presente que el indicador es mayor a 100%, se ajustara el denominador es decir el valor de viviendas al número de viviendas con servicio. Se reitera en la necesidad de disponer con una buena calidad del dato de viviendas.

3.4 Viviendas sin servicio

Las viviendas sin servicio, se estima como el valor de las viviendas por 100%- ICEE, sin embargo en el caso que el Operador de Red reporte el valor de las Viviendas sin servicio, la UPME estimará a partir de éste dato más la información del DANE el valor de las viviendas. Y en el caso que el Operador de Red, reporte todas las variables la UPME no realizará ningún ajuste.

En el caso de los municipios que comparten más de un Operador de Red, se agrupa la información y se realizan los ajustes a nivel municipal.

Anexo 4: Metodología para creación y validación de SITIOS UPME

Esta metodología surge desde el año 2005 cuando se inició el desarrollo del modelo SIG para el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura – PIEC-, por la necesidad de contar con la ubicación de las poblaciones para poder cuantificar las posibles alternativas de expansión de cobertura.

Desde entonces la capa que inicialmente se utilizó, llamada CENTROS POBLADOS con la estructura de la capa fuente del DANE, se convirtió en el 2015 en la capa SITIOS UPME, la cual es una combinación de información de los centros poblados del DANE, más las localidades reportada por IPSE, más información de las poblaciones que solicitan recursos de los Fondos FAER y SGR de los cuales la UPME evalúa, más la información recopilada en los PERS. En el año 2005, esta capa contaba con aproximadamente 7.000 registros, al 2012 contábamos con 18.475 puntos y a diciembre de 2015 se cuenta con 20.185 registros.

Se espera que para el próximo PIEC, esta base crezca sustancialmente cuando la totalidad de las Entidades Territoriales alleguen la información y/o se finalice el ingreso de las poblaciones que se incluyen en los diferentes Fondos como se mencionó anteriormente.

Con el objeto de conseguir la información, se han implementado varios mecanismos como por ejemplo solicitar la capa al DANE, disponer de un FTP a los Operadores de Red para que en gestión conjunta con las Alcaldías reportaran la información, solicitar la información en formatos Excel para PECOR, contamos con el apoyo de USAID en algunos PERS entre ellos Nariño y Chocó, se analizó la posibilidad de obtener imágenes satelitales resultando aún un proceso muy costoso, sin embargo el consultor de la Banca de Inversión para La Guajira mejoro esta propuesta la cual se incluye en el siguiente Anexo. Es así que nace la capa SITIOS UPME y la herramienta dispuesta en internet para el reporte y estandarización de la información sobre la ubicación de las poblaciones así como de sus viviendas y viviendas sin servicio.

El objetivo de este Anexo es presentar la estructura que la UPME estandarizó para conservar correctamente la información, así como presentar el mecanismo para su validación.

A partir de fuentes de información con las cuales se cuentan en la actualidad como el IGAC, DANE, IPSE, POT, y las imágenes satelitales dispuestas en ArcGis, y Google Earth, se plantea esta metodología.

La metodología propuesta está enfocada en dos aspectos: i) si el SITIO es totalmente nuevo, es decir no existe en la base de datos de la UPME ii) si el SITIO ya existe y requiere ser validado. Para el primer caso se tendrá en cuenta el aplicativo desarrollado de captura SITIOS_UPME, y en el segundo caso el administrador de la capa, valida la información espacial teniendo en cuenta las fuentes primarias y secundarias mencionadas anteriormente.

Para los dos casos, se parte de las entidades productoras de información espacial de manera oficial en Colombia y se complementa con las entidades territoriales y demás entidades relacionadas con el sector de energía.

4.1 Verificación de la Exactitud Posicional

Para seleccionar cuál de las capas oficiales se iba a tomar como base en la creación o validación de los SITIOS_UPME se tuvo en cuenta la exactitud posicional de cada una, en este caso y dentro de los análisis se observó que la capa con mayor exactitud en posición es la generada por el DANE, por lo tanto se dio prioridad a esta capa contando que su resolución temporal no era mayor a un año.

La restricción de 400 metros se optó por que, en la verificación de las Construcciones del IGAC y los Centros Poblados del DANE, las distancias varían entre 350 metros hasta 430 metros, de igual manera si existen errores en la transformación de coordenadas el máximo error que se pueden obtener en este proceso es de 450 metros sobre el eje X (Estes) y 150 metros en el eje Y (Nortes), esto se verificó con las transformaciones realizadas a los SITIOS_UPME.

4.2 Nombre de la capa propia de la UPME

La capa que se manejó hasta el Plan anterior se denominaba Centros Poblados¹, este mismo nombre es utilizado por entidades como el DANE, pero dado que su definición se ajustó a las necesidades específicas de la UPME y está relacionada a procesos misionales de la entidad como es la estimación del índice de Cobertura de Energía Eléctrica se denomina a partir de 2015 como SITIOS UPME.

Para el shape file SITIOSUPME, se considera la siguiente clasificación que definió el DANE:

- ✓ Caserío (CAS): sitio que presenta un conglomerado de viviendas, ubicado comúnmente al lado de una vía principal y que no tiene autoridad civil. El límite censal está definido por las mismas viviendas que constituyen el conglomerado.
- ✓ Inspección de Policía (IP): es una instancia judicial en un área que puede o no ser amanzanada y que ejerce jurisdicción sobre un determinado territorio municipal, urbano o rural y que depende del departamento (IPD) o del municipio (IPM). Es utilizada en la mayoría de los casos con fines electorales. Su máxima autoridad es un Inspector de Policía.
- ✓ Corregimiento municipal (C): es una división del área rural del municipio, la cual incluye un núcleo de población, considerada en los Planes de Ordenamiento Territorial, P.O.T. El artículo 117 de la ley 136 de 1.994 faculta al concejo municipal para que mediante acuerdos establezca esta división, con el propósito de mejorar la prestación de los servicios y asegurar la participación de la ciudadanía en los asuntos públicos de carácter local. ²

¹ Para el Departamento Nacional de Estadística - DANE - un centro poblado se refiere más a un concepto creado por el para fines estadísticos, útil para la identificación de núcleos de población. 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.

Esta concentración presenta características urbanas tales como la delimitación de vías vehiculares y peatonales. En las tablas referidas a la codificación de la Divipola, se identifican en la columna "Categoría" con la expresión o etiqueta "CP".

² 4G_conceptos básicos. DANE

Conforme a la Ley 388 de 1997, el Centro Poblado Urbano (CPU), corresponde a la cabecera de un corregimiento municipal, delimitado por los perímetros que conforman el suelo urbano de un municipio, consagrados en el Plan de Ordenamiento Territorial, y que cuentan con infraestructura vial y redes primarias de energía, acueducto y alcantarillado, posibilitándose su urbanización y edificación

Con base en la Ley 388/1997, el Centro Poblado Rural (CPR) se define como un núcleo de población que hace parte del componente rural de los planes de ordenamiento territorial definidos en la Ley 505 de 1999, y reglamentados en los artículos 15 y 16 del decreto 3600 de 2007, el cual no ha sido delimitado por los perímetros que conforman el suelo urbano de un municipio en el Plan de Ordenamiento Territorial. En esta clasificación están incluidas las cabeceras de corregimientos que no tienen delimitado el perímetro urbano.

Tomando como base esta definición, la cantidad de viviendas puede partir desde una sola vivienda hasta incluir la clasificación realizada por el DANE para el centro poblado, por lo tanto, este nombre se cambió para evitar confusiones de tipo conceptual y de jurisdicción con relación al concepto Oficial de Centro Poblado, además este nombre abarca una mayor clasificación, por lo que es necesario determinar un nombre generalizado.

El nombre para la nueva capa, teniendo en cuenta las definiciones tanto administrativas como geográficas se propone “sitio”, que es el término que dentro de cartografía básica topográfica se utiliza para definir una construcción, que puede tener como uso vivienda u otro.

Para complementar el nombre y dejarlo consolidado con definición de centros poblados que manejaba la UPME, se dejó nombrada como “SITIOS_UPME”.

4.4 Fuentes de los datos

En cualquiera de los dos casos, creación o validación de los SITIOS_UPME se tendrán en cuenta las siguientes fuentes:

Fuentes Primarias de información

Son aquellas en las cuales dentro de su misión esta la creación de esta entidad geográfica, para el caso se tiene:

- ✓ Instituto Geográfico Agustín Codazzi – IGAC –
- ✓ Departamento Nacional de Estadística – DANE-,

Fuentes Secundarias de Información

Dentro de su misión no está la creación de la entidad geográfica pero si su manejo o actualización, para el caso se tienen:

- ✓ Entidades Territoriales

- ✓ Instituto de Planificación y Promoción de soluciones energéticas para las zonas no interconectadas – IPSE –
- ✓ Operadores de Red – OR-
- ✓ Plan de Energización Rural Sostenible – PERS –

Fuentes de Verificación Posición Espacial

Son aquellas utilizadas para constatar la ubicación de la entidad geográfica, como en este caso no fue posible tomar la de primer orden: verificación directa en campo, se tomaron las fuentes indirectas como son:

- ✓ Google Earth,
- ✓ Google Maps
- ✓ BaseMap (ArcGis)
- ✓ De disponer imágenes satelitales de otras fuentes adicionales a las anteriores.

4.5 Validación de la capa SITIOS UPME

En la

Figura 5, se presenta el diagrama de cómo se realizó el proceso en la validación de la capa existente de Centros Poblados, para llegar a la actual capa de SITIOS UPME, esto con el fin de tener un punto de partida para la información de esta capa propia. Se revisó uno a uno y en el siguiente orden cada una de las fuentes así:

Con la capa Centro Poblado del DANE

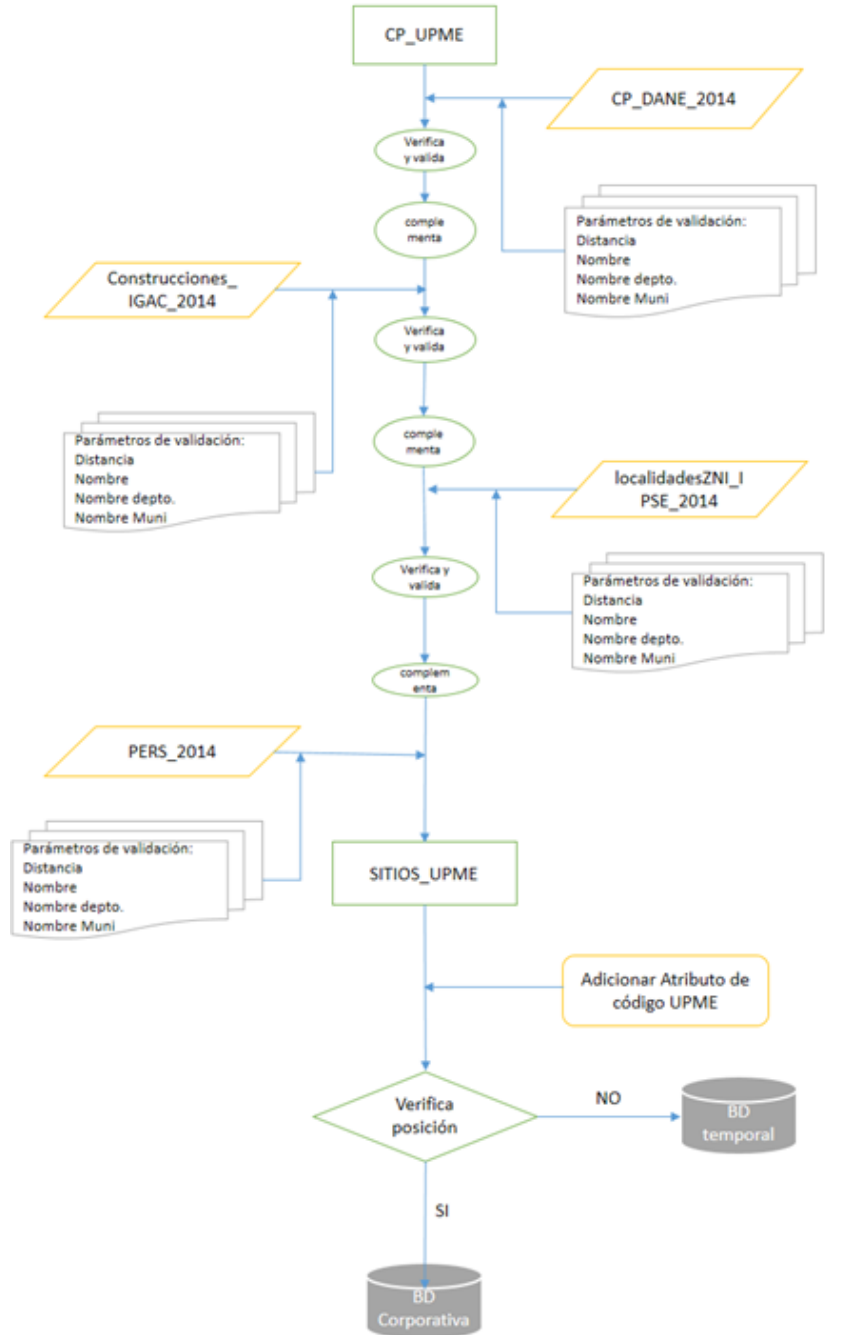
Se revisó el número de centros poblados por departamento y por municipio si eran iguales entre las dos capas. Encontrándose que la capa del DANE del año 2014 cuenta con 9.136 centros poblados y no tiene reportados Centros Poblados para los departamentos de Amazonas, Vichada, Guainía, Vaupés, Meta y Putumayo.

Con la capa Construcciones del IGAC

La capa resultante de los SITIOS_UPME revisados con la del DANE, ahora se verificará con la capa oficial que tiene la UPME en la GDB Corporativa de Construcciones del IGAC, Teniéndose en cuenta: Se revisó el número de SITIOS y construcciones por departamento si eran iguales entre las dos capas. La capa del IGAC cuenta con un número de 29.665 construcciones. Esto debido a que el IGAC tiene un mayor reporte de Construcciones correspondientes a los departamentos de Amazonas, Vichada, Guainía, Vaupés, Meta y Putumayo.

Se revisó el número de construcciones y SITIOS por municipio si eran iguales entre las dos capas. El IGAC tiene en cuenta el reporte de veredas, y en departamento de La Guajira se tienen en cuenta las Rancherías.

Figura 5. Metodología validación capa SITIOS UPME.



Se revisó si existen diferencia entre las construcciones y SITIOS como son:

1. construcciones y SITIOS dentro de un mismo departamento y municipio con el mismo nombre y a una distancia menor de 400 metros, y están verificados en la capa del DANE y aprobados se validó el punto del DANE y se eliminó el punto del IGAC
2. Si las construcciones y SITIOS esta desplazado un valor mayor a 400 metros con respecto a la capa del DANE, se dejó, y en el campo IPSE se colocó por verificar y en el campo aprobado IGAC pendiente. *(Esto solo aplica en el proceso de validación de la actual capa, para control interno, pero no será un atributo de la capa final que estará disponible en la GDB corporativa).*

Con la capa Localidades del IPSE

La capa resultante de los SITIOS_UPME revisados con la del IGAC, ahora se verificará con la capa oficial que tiene la UPME en la GDB Corporativa de Localidades ZNI del IPSE, Teniéndose en cuenta:

- ✓ Se revisó el número de localidades por departamento si son iguales entre las dos capas.
- ✓ Se revisó el número de Localidades ZNI por municipio si son iguales entre las dos capas.

Las anteriores revisiones dieron como resultado coincidente con la capa SITIOS_UPME del PIEC 2013-2017.

Se observaron las siguientes diferencias entre las dos capas:

- 1 Localidades ZNI dentro de un mismo departamento y municipio con el mismo nombre y a una distancia menor de 400 metros, y están verificados en la capa del DANE y aprobados se validó el punto del DANE, por lo tanto no se incluyó la localidad con fuente IPSE.
- 2 Si la Localidad ZNI esta desplazado un valor mayor a 400 metros con respecto de la capa DANE -IGAC, se incluyó la localidad ZNI del IPSE.

Con la información reportada por los Operadores de Red

La capa resultante de los SITIOS_UPME revisados con la capa del IPSE, ahora se verificará con la capa oficial que tiene la UPME en la GDB externa de centros poblados que reportan los Operadores de Red, se tuvo en cuenta:

No se modificaran los SITIOS_UPME que ya hayan sido aprobados por la verificación de las capas del IGAC, DANE IPSE, solo se adicionaran aquellos centros poblados reportados por los OR que estén a más de cuatrocientos (400 mt) metros de los Sitios ya aprobados, teniendo en cuenta la siguiente condición:

El centro poblado que se reporte como nuevo no puede tener el mismo nombre ni estar dentro del mismo departamento y municipio de los que ya estén aprobados, si esta inconsistencia existe se debe verificar la información por medio de la utilización de imágenes satelitales. Si en la verificación se puede comprobar que sí existe un sitio en un radio menor de los cuatrocientos (400 mt) aunque

halla la repetición del nombre dentro del mismo departamento y municipio se llenó el campo SitioNuevoOR y al nombre se le colocó el número arábigo 1.

4.6 Ingreso de SITIOS a través del aplicativo WEB

Verificación del sistema de Coordenadas

Antes de iniciar la creación o la actualización de los SITIOS_UPME, se debe tener en cuenta el sistema de coordenadas, tanto de las capas de origen de los datos como de la capa de salida. El sistema de coordenadas adoptado por la UPME, tiene las siguientes características:

MAGNA_Colombia_Bogota
WKID: 3116 Authority: EPSG
Projection: Transverse_Mercator
False_Easting: 1000000,0
False_Northing: 1000000,0
Central_Meridian: -74,07750791666666
Scale_Factor: 1,0
Latitude_Of_Origin: 4,596200416666666
Linear Unit: Meter (1,0)

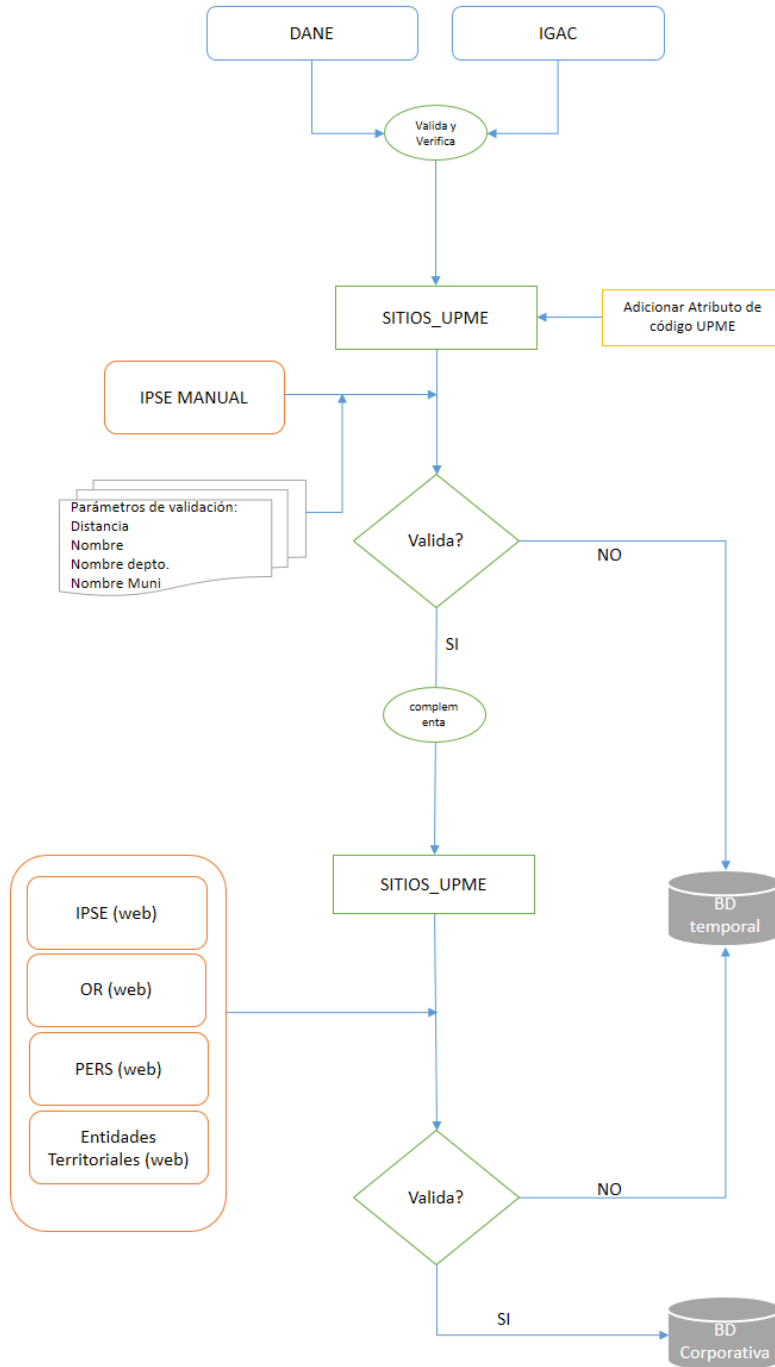
Geographic Coordinate System: GCS_MAGNA
Angular Unit: Degree (0,0174532925199433)
Prime Meridian: Greenwich (0,0)
Datum: D_MAGNA
Spheroid: GRS_1980
Semimajor Axis: 6378137,0
Semiminor Axis: 6356752,314140356
Inverse Flattening: 298,257222101

Por lo tanto, las capas que se utilicen para adicionar los nuevos SITIOS_UPME deberán tener definido este sistema, de lo contrario se tendrá que realizar el proceso correcto para proyectar la capa.

Para la Creación y/o validación de la capa se deben tener en cuenta lo siguiente:

1. Seleccionar las capas oficiales que su antigüedad no sea mayor de un año (DANE e IGAC). La capa del IGAC se denomina Construcciones y La capa del DANE se llama Centros Poblados.

Figura 6. Metodología validación capa SITIOS UPME.



2. Realizar la verificación de las dos capas teniendo en cuenta:
 - a. Se revisaran el número de “centros poblados” por departamento si son iguales entre las dos capas (IGAC vs DANE) SOLO EN EL CASO DE CREACIÓN DE NUEVA CAPA

- b. Se revisaran el número de “centros poblados” por municipio si son iguales entre las dos capas(IGAC vs DANE) SOLO EN EL CASO DE CREACIÓN DE NUEVA CAPA
- c. Si existen más centros poblados en una de las capas se validaran y adicionaran teniendo en cuenta que SOLO EN EL CASO DE CREACIÓN DE NUEVA CAPA.
No puede existir un centro poblado en el cual el nombre se repita dentro del mismo departamento y municipio y que se encuentren ambos dentro de un radio de 400 mt.
- d. Realizar la validación de las dos capas teniendo en cuenta: SOLO EN EL CASO DE CREACIÓN DE NUEVA CAPA
Comprobar por medio de las capas secundarias, como es el caso del IPSE con su capa de Localidades ZNI (aplicativo WEB o Manual) y complementar con la información de los Operadores de RED (Aplicativo WEB).

Validación de los nuevos SITIOS incorporados por el aplicativo

Con la integración del aplicativo WEB de captura de SITIOS_UPME se realizará la validación de los nuevos SITIOS_UPME que sean adicionados por las entidades territoriales, los Operadores de Red o el IPSE. A continuación se describe los pasos que se debe seguir:

1. Los nuevos SITIOS_UPME ingresados por el aplicativo WEB estarán en un estado de NO VALIDADO.
2. El aplicativo valida Departamento, Municipio y que el nombre del nuevo SITIO_UPME si tiene un nombre igual este diferenciado por un numero arábigo comenzando desde 1.
3. Se verificara la posición del nuevo SITIO_UPME teniendo en cuenta:
 - i. Dentro del programa ArcGis se encuentra una capa base BASEMAP imagery, la cual para algunos lugares de Colombia la resolución llega hasta los 30 ó 60 cm, con ella se validará la posición reportada en la WEB.
 - ii. Si los nombres de dos SITIOS_UPME que se encuentre dentro de la intersección de los cuatrocientos (400) metros son diferentes, se acepta como nuevo.
 - iii. Si tiene el mismo nombre pero se encuentran a una distancia mayor de intersección de los cuatrocientos (400) metros son diferentes y se acepta como nuevo.
 - iv. Se verificara el número de viviendas y viviendas sin servicio de los nuevos SITIOS_UPME si existe una inconsistencia de valor con relación a los datos que tiene la UPME, se enviará a revisión por parte de la Entidad que lo reportó y seguirá en NO VALIDADO con las observaciones pertinentes.

4.7 Estructuración oficial capa SITIOS UPME

La capa que almacena los SITIOS validados por la UPME se definió como una tabla geográfica (Capa Geográfica), la cual está dentro del grupo de Cartografía Base que por estándar en la codificación de los nombres de la Base Datos Geográfica Corporativa se asigna al grupo de Base Cartográfica

(BC), a la subdivisión de División Política (DP), la codificación del nombre quedaría así BC_DP_SITIO_UPME.

Esta capa contiene los SITIOS oficializados por la UPME, y se ingresarán nuevos sitios a través de la aplicación Web y se almacenarán temporalmente en la capa con el nombre BC_DP_SITIO_UPME_TEMP mientras se realiza el proceso de validación descrito en el numeral 4.5, donde el administrador validará para proceder a incorporar la información reportada dentro de la capa oficial de la Entidad.

La capa BC_DP_SITIO_UPME contendrá además de los centros poblados de fuente DANE, IGAC, las localidades de ZNI reportados por el IPSE así como los demás sitios que contengan 1 ó más viviendas para el reporte de las viviendas que necesitan el servicio de energía para la adecuada planeación de la expansión de la cobertura de energía eléctrica. La capa SITIOS UPME será dispuesta en un servicio web para su consulta.

Anexo 5: Metodología de fotointerpretación caso La Guajira

Como parte del contrato C-314484-008-2015 “Esquemas Empresariales En Zonas No Interconectadas y selección de inversionistas Guajira, Norte del Choco, Urabá Antioqueño y Tierralta - Córdoba” suscrito entre MME, UPME, IPSE y la Unión Temporal INCORBANK-PRAVNE, y como PARTE DE continuación de la Metodología para la creación y validación de SITIOS UPME, el consultor desarrolló una metodología incluyendo análisis de imágenes satelitales a través de la plataforma Planet SAS bajo el sensor remoto Digital Globe, por medio de técnicas de Fotointerpretación³. A continuación se transcribe con algunos ajustes parte del entregable 2 del producto 2: “caracterización de la oferta y la demanda de la zona 1 – La Guajira”.

5.1 Análisis general de la información poblacional

Para las estimaciones del tamaño de la población rural de la zona 1 (municipios de Riohacha, Uribia, Manaure, Maicao y Dibulla del departamento de La Guajira) se realizó un análisis de las fuentes de información disponibles y el alcance de esta información.

De otra parte, el PERS dispone de una encuesta realizada a las comunidades rurales de La Guajira incluyendo los municipios definidos en la Zona 1. Ésta incluye, entre otros, los aspectos relacionados con la localización de la vivienda, el tamaño de la familia, la tipología de la vivienda y los hábitos de consumo. La encuesta fue realizada a nivel muestral para una toma del 10% de las “viviendas” observadas al momento de encuesta sin que se disponga de un inventario del tamaño de estas comunidades, consecuentemente no es suficiente para expandirla a toda la población objetivo.

Por su parte, a Gobernación del departamento de La Guajira realizó una encuesta de la que se dispone solamente la localización georreferenciada de los lugares visitados; a partir de esta encuesta, la Gobernación realizó una estimación de la población rural cuyos datos se presentaron en la Tabla 7, pero no se conoce una memoria de cálculo de estas estimaciones desde el punto de vista estadístico.

³ La Fotointerpretación es una “Técnica o arte apropiada de examinar imágenes fotográficas de un área u otros elementos, con el propósito de identificar diferentes componentes captados por la película, que se encontraban sobre la superficie al momento de fotografiarla y que pueden suministrar información de interés para ingenieros civiles, forestales, agroforestales, agrónomos, geólogos, etc.” (UNAD, s.f.)

Tabla 7: Estimación de la población por municipio (Gobernación de La Guajira)

PROMEDIO									
MUNICIPIO	HOGARES POR PUNTO PÓBLADO	POBLACIÓN PROYECTADA	3.6% NIÑOS MENORES 1 AÑO	16.5% NIÑOS 1 A 4 AÑOS	TOTAL MENORES 5 AÑOS	50% MENORES 17 AÑOS	3.2% NIÑOS 5 AÑOS DESNUTRICIÓN AGUDA	10.2% NIÑOS 5 AÑOS BAJO PESO Y TALLA	55% NIÑOS 5 AÑOS DESNUTRICIÓN CRÓNICA
Riohacha	3	73.705	2.654	12.162	14.815	36.853	85	1.241	6.689
Dibulla	3	43.525	1.567	7.182	8.749	21.763	50	733	3.950
Maicao	3	64.001	2.304	10.560	12.864	32.001	74	1.078	5.808
Manaure	3	96.182	3.463	15.870	19.333	48.091	111	1.619	8.729
Uribia	3	272.890	9.824	45.027	54.851	136.445	314	4.593	24.765
Albania	3	10.984	395	1.813	2.208	5.492	13	185	997
Total		561.287	20.206	92.613	112.819	280.643	646	9.447	50.937

Fuente: Gobernación de la Guajira

Una tercera fuente de información disponible sobre el tamaño de la población rural es la del Departamento Nacional de Estadística –DANE- la cual publica las proyecciones de población año por año tomando como referencia el censo poblacional de 2005 y las tasas de crecimiento esperadas de estas poblaciones. En la Tabla 8 se observa al respecto el tamaño estimado de la población para los cinco municipios rurales de la Zona 1, aceptando que la definición de “Resto” se refiere a la población rural.

Tabla 8: Población estimada por el DANE para 2016 en los Municipios Zona 1- Guajira

MUNICIPIO	POBLACIÓN DANE 2016			ÁREA (KM2)
	CABECERA	RESTO	TOTAL	
Riohacha	228.749	39.963	268.712	3.079
Uribia	12.950	167.435	180.385	7.934
Manaure	46.736	61.270	108.006	1.615
Maicao	109.412	50.263	159.675	1.772
Dibulla	5.577	28.611	34.188	1.749
Total	403.424	347.542	750.966	16.149

Fuente. Elaboración de la Consultoría a partir de datos DANE

En resumen, con la información disponible sobre estos municipios se destaca lo siguiente:

- Las fuentes de información como la Gobernación de la Guajira (561.287) y el DANE (750.966) discrepan ampliamente en sus estimaciones de tal forma que se hace difícil optar por una de las fuentes para efectos de este proyecto.
- La encuesta PERS que contiene información relevante, no contiene el detalle del tamaño del universo sobre el cual se diseñó la muestra.

Surge la necesidad de contar con un mejor criterio para decidir el tamaño poblacional de las localidades rurales incluidas en la Zona 1. Por lo cual, se hace necesario realizar una estimación por métodos indirectos de la población total que comprende las localidades rurales de la Zona 1. Para

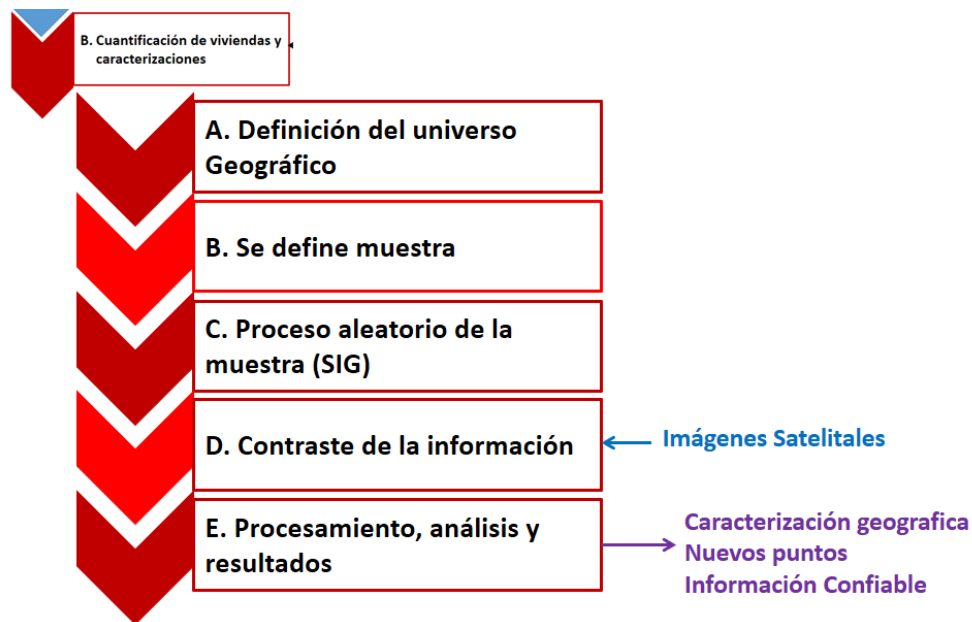
ello se tendrá en cuenta la información que se relaciona a continuación y con la cual se construye la metodología para su estimación.

De una parte, la consultoría cuenta con la información de los puntos encuestados en la muestra de la Gobernación de la Guajira con la característica de que dichos puntos se encuentran georreferenciados, información que se considera útil para el objetivo de estimación. Adicionalmente, la consultoría cuenta con la información de la encuesta realizada PERS la cual en lo relacionado con la localización de la vivienda incluye las coordenadas georreferenciadas.

Finalmente, se gestionó la adquisición de imágenes satelitales a través de la plataforma Planet SAS tomadas en el año 2014, bajo el sensor remoto Digital Globe y con una resolución espacial de un metro. Estas imágenes muestran, en un barrido total de la Guajira los puntos habitados, que, por tratarse de estas áreas rurales, coinciden con espacios físicos de un piso de altura. Con esta información, la consultoría desarrollo la siguiente metodología orientada a obtener una estimación de la población total rural en los municipios incluidos en el proyecto.

Con las imágenes satelitales de la plataforma Planet SAS, se construye un universo teórico de áreas a partir de las cuales se proyectará la población (número de personas) como se ilustra a continuación: Se supone un área geográfica con una extensión de 56 km² y se propone emplear áreas más pequeñas de 3,44 km² (Minuto cuadrado, en términos geográficos). La Figura 7 presenta el esquema general de las etapas desarrolladas para la cuantificación de las viviendas y la caracterización de la población.

Figura 7: Esquema general para la definición del universo en la Zona 1



Fuente: Elaboración de la Consultoría

Dada la poca precisión contenida en la información secundaria sobre la población de la Zona 1, se decidió considerar el área geográfica de los cinco municipios del estudio como el universo, por lo tanto, éste fue construido utilizando la información contenida en la Tabla 9.

Tabla 9: Área total del universo en la Zona 1

UNIVERSO DE AREAS DE 3.42 KM ² DE LOS MUNICIPIOS QUE CONFORMAN LA ZONA 1			
			Población
MPIO_CNMBR	Área Km	AREA CUADRICULA	TOTAL CUADRICULA
URIBIA	7934,44	3,44258456	2.302
DIBULLA	1748,53	3,44258456	507
RIOHACHA	3079,50	3,44258456	887
MANAURE	1615,04	3,44258456	467
MAICAO	1771,80	3,44258456	510
Total			4.672

Fuente: Elaboración de la Consultoría

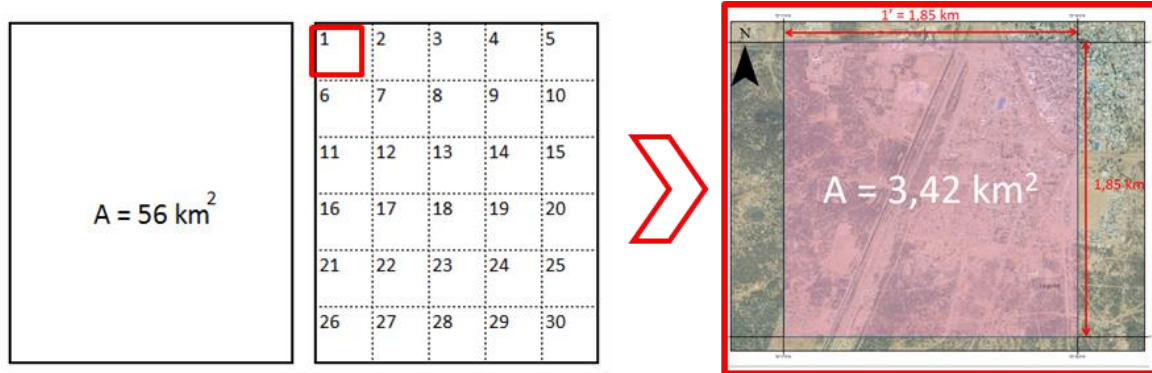
La extensión del municipio de Uribia cubre cerca de la mitad de toda la Zona 1 con el 49% mientras el municipio de Manaure cuenta con la menor participación. Sin embargo, los criterios de clasificación de la muestra que se describen en los próximos numerales no difieren de acuerdo a su extensión, mantienen la misma metodología en todos los municipios.

5.1.1 Criterios de selección de la muestra

Del universo de áreas, se seleccionó una muestra aleatoria probabilística de las cuadrículas, con objeto de estimar el número de techos totales en el universo. Es de recordar, que las imágenes satelitales proyectan puntos que se pueden representar o asumir como techos.

En la práctica, se efectuó una definición del área de análisis que corresponde a una unidad geográfica de 56 km², subdividida en áreas más pequeñas de 3,44 km², en adelante cuadrantes, como se indica en la Figura 8.

Figura 8: Características del área de análisis



Fuente: Elaboración de la Consultoría

Una vez definida la muestra, se determinó el número de cuadrantes por municipio teniendo en cuenta su extensión geográfica obteniendo la siguiente distribución:

Tabla 10: Número de cuadrantes generados por municipio en la Zona 1

Municipio	Área Km ²	Área total de los cuadrantes Km ²	No. Cuadrantes de la muestra
Riohacha	3.079,50	894,53	89,45
Uribia	7.934,44	2.304,79	230,48
Manaure	1.615,04	469,13	46,91
Maicao	1.771,80	514,67	51,47
Dibulla	1.748,53	507,91	50,79

Fuente: Elaboración de la Consultoría

Con la encuesta PERS, se asociaron los hogares entrevistados con las coordenadas geográficas de las imágenes satelitales de la plataforma Planet SAS para las localidades rurales de los cinco municipios de la Guajira. En forma similar, se asociaron las coordenadas geográficas de las imágenes satelitales con la encuesta de la gobernación de la Guajira y con el mismo propósito. De este ejercicio se obtuvo un conteo del número de techos por municipio, como se muestra en la Tabla 11.

Tabla 11: Conteo de techos por municipio en la Zona 1

MUNICIPIO	NUEVOS TECHOS	TECHOS EN PUNTOS DE GOBERNACION	TOTAL TECHOS
URIBIA	3403	2340	5743
DIBULLA	261	63	324
RIOHACHA	681	2466	3147
MANAURE	203	1176	1379
MAICAO	464	256	720
TOTAL	5012	6301	11313

Fuente: Elaboración de la Consultoría

La Tabla 12 resume los resultados del ejercicio, con la aplicación de la metodología se obtuvo la estimación del universo de techos. El muestreo se realizó independientemente en cada municipio, el equipo de cartógrafos de la consultoría, realizó la actividad de concatenar las coordenadas de georreferenciación utilizando un mayor acercamiento que permitió detectar los techos.

Tabla 12: Resumen Universo, Muestra de Cuadrículas y Estimación del Universo de Techos

MPIO_CNMBR	Área Km	AREA CUADRICULA	POBLACIÓN TOTAL CUADRICULA	Total muestra	en blanco	MUESTRA	Fracción de muestreo (n/N)	factor de expansión por cuadrícula	Muestra Total techos
URIBIA	7934,44	3,44	2.302	230	59	171	0,07	13,5	5.743
DIBULLA	1748,53	3,44	507	51	23	28	0,06	18,1	324
RIOHACHA	3079,50	3,44	887	89	32	57	0,06	15,6	3.147
MANAURE	1615,04	3,44	467	47	4	43	0,09	10,9	1.379
MAICAO	1771,80	3,44	510	52	17	35	0,07	14,6	720
Total			4.672	469	135	334	0,07	14,0	11.313

Fuente: Gobernación de La Guajira, Encuesta PERS, Imágenes satelitales Plataforma Planet SAS.

5.1.2 Estimación de la población rural

Los anteriores insumos (información de la gobernación, encuesta PERS e imágenes satelitales de la plataforma Planet SAS) permitieron hacer una estimación del total de techos en las localidades rurales de la zona 1. En el siguiente paso, se procede a la estimación de la población rural total de esta zona; para ello se desarrolló el siguiente procedimiento:

- El número de personas se obtiene mediante la expansión del promedio de personas por techo por el universo estimado de techos.
- El promedio de personas por techo se obtiene del total de personas de la encuesta PERS dividido por el número de techos detectado en la encuesta PERS.

- A su vez, el número de personas por hogar, se obtiene a partir de la encuesta PERS mediante la expansión del promedio de personas por techo por el número de hogares en vivienda.

En la Tabla 13 se muestra el proceso y los resultados de la estimación de la población rural para las localidades de la zona 1:

Tabla 13: Población estimada de las localidades rurales de los municipios de la Zona 1

Municipio/ Localidad Rural	Encuestas PERS	No. Hogares en vivienda	No. Personas por hogar	Total Techos	Promedio personas por techo	Personas en hogar*	Universo estimado de techos
DIBULLA	87	89	409	174	3,0	2,97	5.866
DIBULLA	14	15	57	37	1,5	23,1	
LAS FLORES	19	19	80	22	3,6	70,9	
MINGUEO	54	55	272	115	2,4	170,4	
MAICAO	153	160	713	275	2,8	2,8	10.485
AREMASAIN	8	8	48	9	5,3	42,7	
CARRAIPIA	74	78	311	136	2,3	180,8	
MAICAO	71	74	354	130	2,7	223,4	
MANAURE	119	119	725	298	2,6	2,6	14.981
AREMASAIN	28	28	153	57	2,7	82,1	
EL PAJARO	24	24	138	73	1,9	45,0	
MANAURE	49	49	319	123	2,6	130,4	
MAYAPO	18	18	115	45	2,6	47,4	
RIOHACHA	113	118	512	217	2,4	2,4	48.946
CAMARONES	28	30	127	53	2,4	72,8	
MONGUI	33	33	146	70	2,1	68,8	
RIOHACHA	2	2	16	2	8,0	16,0	
TIGRERA	20	20	92	41	2,2	45,3	
VILLA MARTIN	30	33	131	51	2,6	84,9	
URIBIA	388	396	2115	1457	1,7	1,7	77.305
BAHIA HONDA	5	5	39	14		16,3	
CABO DE LA VELA	40	40	226	199	1,1	47,8	
CASUSO	58	59	308	237	1,3	82,6	
GUARERPA	68	68	369	194	1,9	139,4	
IRRAIPA	115	118	648	395	1,6	211,4	
JOJONSITO	16	16	76	31	2,5	46,3	
NAZARETH	31	31	185	108	1,7	56,1	
TAPARAJIN	29	32	133	89	1,5	49,5	
URIBIA	26	27	131	190	0,7	19,2	
Total general	860	882	4474	2421	1,8	5,07	157.582

Personas en hogar= promedio personas por techo*No. Hogares vivienda

Fuente: Elaboración de la Consultoría

En la Tabla 14, se presenta el resumen de la población rural estimada en la zona 1 y adicionalmente, la población estimada por el DANE a 2016. Como se observa, los totales estimados son muy parecidos siendo a la fecha de la encuesta PERS el total de habitantes 334.970 y el estimado por el Departamento Nacional de Estadística que la reporta para 2016 en 347.542. Por otra parte, los resultados para los municipios no se observan tan cercanos, la interpretación de la consultoría es que mientras las proyecciones DANE están basadas en tasas de crecimiento poblacional, las estimaciones obtenidas con base en la encuesta PERS reflejan más bien los movimientos migratorios de estas poblaciones. De tal forma, que se puede pensar en desplazamientos de las poblaciones de

las localidades rurales de los pequeños municipios como Dibulla, Maicao y Manaure hacia los municipios de Riohacha y Uribia.

Tabla 14: Comparación de la población rural estimada de los municipios de la Zona 1

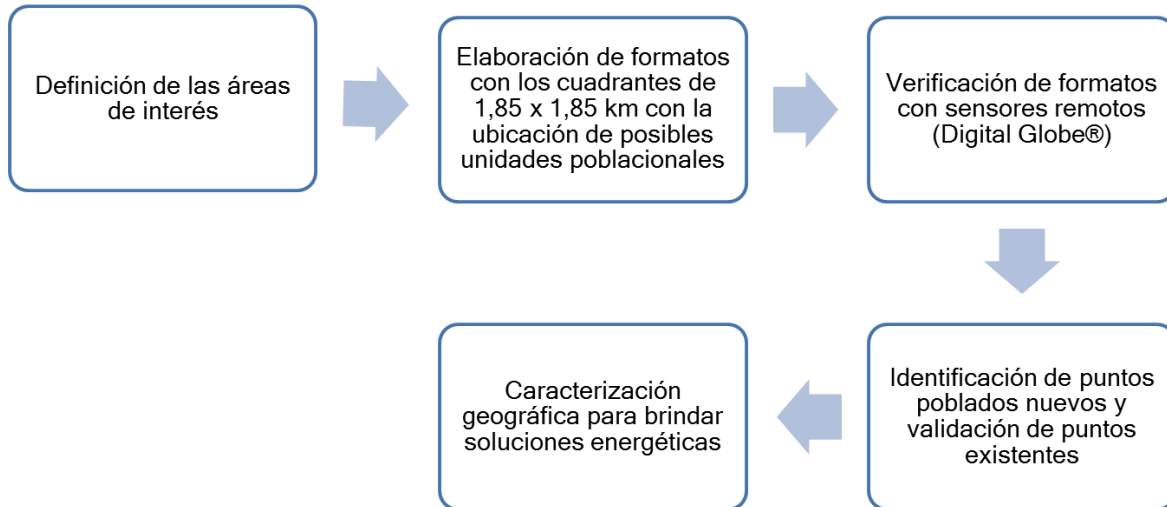
MUNICIPIO	FUENTE DANE	ENCUESTA PERS
DIBULLA	28.611	17.425
MAICAO	50.263	29.276
MANAURE	61.270	38.367
RIOHACHA	39.963	119.409
URIBIA	167.435	130.493
TOTAL	347.542	334.970

Fuente: Elaboración de la Consultoría

5.2 Metodología de Fotointerpretación

La Figura 9 presenta el orden metodológico llevado a cabo para la fotointerpretación de parte de La Guajira, cada una de las actividades relacionadas se detallan en los siguientes numerales.

Figura 9: Esquema de la técnica de la fotointerpretación



Fuente: Elaboración de la Consultoría

5.2.1 Definición de las áreas de interés

El proceso de fotointerpretación inicia con el levantamiento geográfico de las áreas de interés que en este caso corresponden a la muestra obtenida de cada uno de los 5 municipios.

5.2.3 Elaboración de formatos con cuadrantes

Dados los criterios de selección expuestos previamente, se generaron 469 formatos que corresponden al 10% de los cuadrantes que integran el departamento de la Guajira. A nivel municipal el número de formatos se muestra en la Tabla 15.

Tabla 15: Número de cuadrantes generados por municipio en la Zona 1

Municipio	Área Km ²	Área total de los cuadrantes Km ²	No. Cuadrantes de la muestra
Riohacha	3.079,50	894,53	89,45
Uribia	7.934,44	2.304,79	230,48
Manaure	1.615,04	469,13	46,91
Maicao	1.771,80	514,67	51,47
Dibulla	1.748,53	507,91	50,79

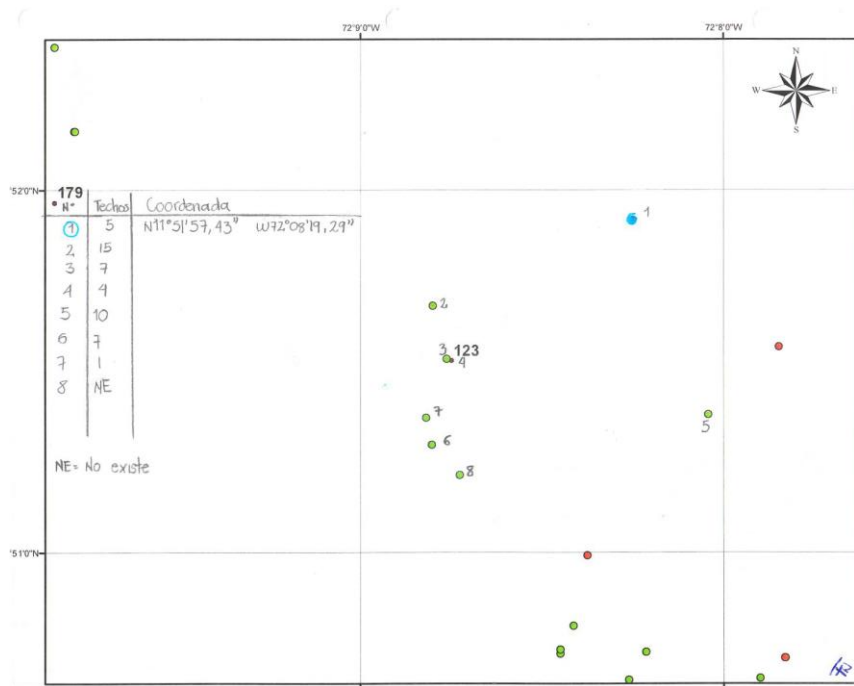
Fuente: Elaboración de la Consultoría

Cada cuadrante reflejó la cantidad de techos en la región además se pudo verificar la información reportada por la Gobernación del departamento, entendiéndose como punto poblado la agrupación de techos en un área cercana a 10 metros.

5.2.3 Verificación de impresiones con sensores remotos

El sensor remoto Digital Globe® distribuido a través de la plataforma Planet SAS., se utilizó para contrastar las coincidencias de la imagen satelital con la información de los 469 formatos impresos. 3,35% de la carga máxima.

Figura 10: Ejemplo de un cuadrante sometido a fotointerpretación en el municipio de Uribia



Fuente: Elaboración de la Consultoría

El sensor Digital Globe® aportó imágenes satelitales de la zona procedentes del año 2014 y con una resolución espacial de 1 metro la cual nos permitió realizar el proceso con un muy buen nivel de precisión.

La figura anterior corresponde a uno de los cuadrantes elaborados para contrastar la cantidad de puntos poblados en un área específica del municipio de Uribia, donde el círculo señalado con el número “2” indicaba varios puntos poblados como se muestra en la Figura 11:

Figura 11: Visualización de un punto poblado en un cuadrante de Uribia desde el sensor remoto



Fuente: Elaboración de la Consultoría

El proceso de fotointerpretación se efectuó en la totalidad de los cuadrantes seleccionados por la muestra (469 formatos). Dicho proceso se llevó a cabo de manera manual porque en la actualidad no existen tecnologías capaces de realizar la fotointerpretación automáticamente.

5.2.4 Validación e identificación de puntos poblados

En la Tabla 16 se resume el número de puntos poblados validados aplicando foto-interpretación sobre la información de Gobernación. Según los resultados, el 69% de los puntos poblados reportados por la fuente secundaria fueron validados con el sensor remoto.

Tabla 16: Resumen del número de puntos poblados identificados con la fotointerpretación

Municipio	Puntos en cada cuadrantes (muestra)	Puntos Totales (Gobernación)	Puntos coincidentes	Participación sobre la muestra (%)
Riohacha	542	5.279	393	72,5%
Uribe	626	7.431	508	81,2%
Manaure	258	6.666	135	52,3%
Maicao	102	2.690	32	31,4%
Dibulla	62	812	33	53,2%
Total general	1.590	22.878	1.101	69%

Fuente: Elaboración de la Consultoría

A continuación, se presentan la nueva información obtenida por los consultores a través del proceso.

Tabla 17: Número de puntos poblados nuevos identificados mediante fotointerpretación

Municipio	Puntos nuevos
Riohacha	125
Uribe	850
Manaure	52
Maicao	131
Dibulla	124
Total	1.282

Fuente: Elaboración de la Consultoría

Con la foto-interpretación se identificó la distribución espacial de la población en la Zona 1 enfocando los recursos en las áreas de interés definidas por el Consultor.

5.3 Resumen y resultados de la muestra

Como resultado del proceso de fotointerpretación y posterior depuración se obtuvieron los resultados presentados en la Tabla 18 y en la Figura 12 se presenta el histograma de frecuencias de ocurrencia de número de techos para Uribe. Concluyendo que el 80% del total lo conforman agrupaciones entre 1 y 5 techos.

Para los demás municipios de la Zona 1 y dada la alta presencia de la red del SIN (red de Electricaribe) se vio la necesidad de efectuar un ajuste a los resultados de la fotointerpretación, una vez se definió el área de influencia reservada para el actual operador local⁴. Lo anterior, significa que hubo necesidad de identificar aquellos elementos de la muestra que quedaron justamente dentro de dicha área de influencia y consecuentemente fueron eliminados, de tal manera que no afectaran las estimaciones finales. En Tabla 19 y en la Figura 13, se presentan los resultados obtenidos para el municipio de Riohacha. Siguiendo la misma metodología se presentan los resultados para los municipios de Manaure, Maicao y Dibulla.

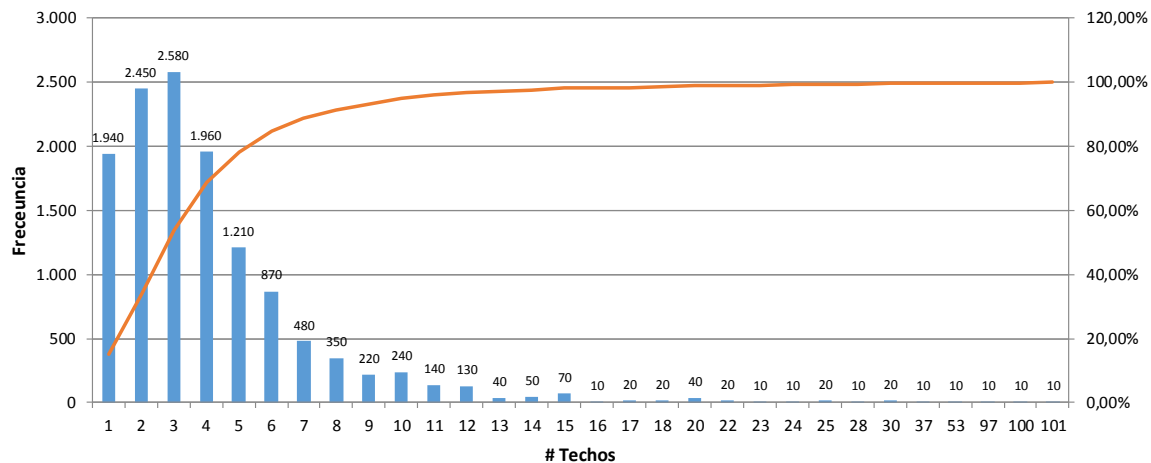
⁴ se definió una franja de 250 metros a cada lado de la red de distribución eléctrica existente como área de influencia de posible expansión de cobertura del Operador de Red que actualmente presta el servicio.

Tabla 18: Número de Techos identificados mediante fotointerpretación – Municipio Uribe

No Techos	Frecuencia en la Muestra	Expansión a la Población	%	% acumulado
1	194	1.940	14,96%	14,96%
2	245	2.450	18,89%	33,85%
3	258	2.580	19,89%	53,74%
4	196	1.960	15,11%	68,85%
5	121	1.210	9,33%	78,18%
6	87	870	6,71%	84,89%
7	48	480	3,70%	88,59%
8	35	350	2,70%	91,29%
9	22	220	1,70%	92,98%
10	24	240	1,85%	94,83%
11	14	140	1,08%	95,91%
12	13	130	1,00%	96,92%
13	4	40	0,31%	97,22%
14	5	50	0,39%	97,61%
15	8	70	0,62%	98,23%
16	1	10	0,08%	98,30%
17	2	20	0,15%	98,46%
18	2	20	0,15%	98,61%
20	4	40	0,31%	98,92%
22	2	20	0,15%	99,07%
23	1	10	0,08%	99,15%
24	1	10	0,08%	99,23%
25	2	20	0,15%	99,38%
28	1	10	0,08%	99,46%
30	2	20	0,15%	99,61%
37	1	10	0,08%	99,69%
53	1	10	0,08%	99,77%
97	1	10	0,08%	99,85%
100	1	10	0,08%	99,92%
101	1	10	0,08%	100,00%
y mayor...	0	0	0,00%	100,00%

Fuente: Elaboración de la Consultoría.

Figura 12: Distribución de Techos – Fotointerpretación Municipio Uribe



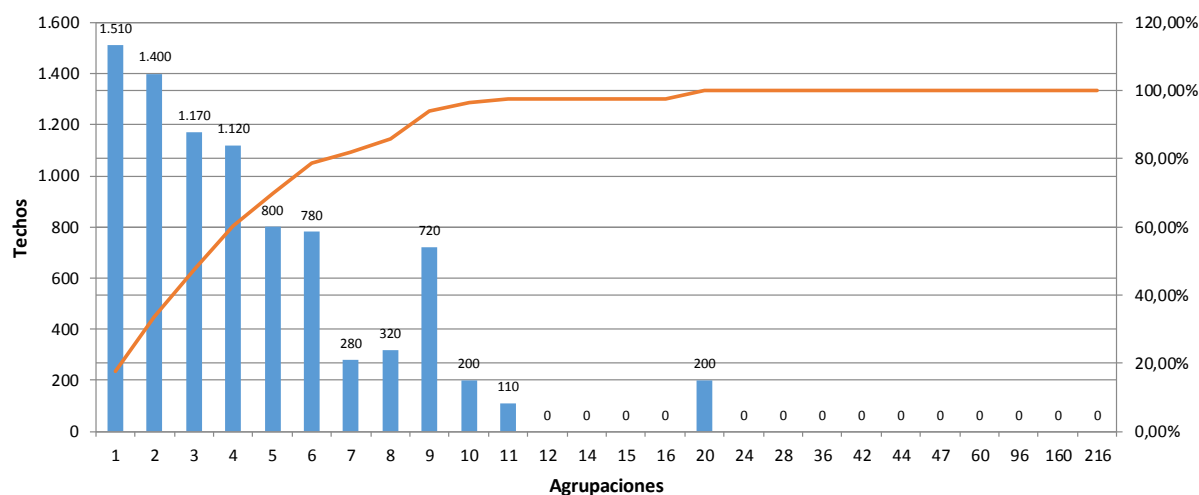
Fuente: Elaboración de la Consultoría.

Tabla 19: Número de Techos identificados mediante fotointerpretación – Municipio Riohacha

No Techos	GENERAL	SIN	TOTAL ZNI	TOTAL TECHOS			
	Frecuencias		%	% acumulado	Muestra	Universo	
1	177	26	151	44,81%	44,81%	151	1.510
2	79	9	70	20,77%	65,58%	140	1.400
3	41	2	39	11,57%	77,15%	117	1.170
4	32	4	28	8,31%	85,46%	112	1.120
5	18	2	16	4,75%	90,21%	80	800
6	15	2	13	3,86%	94,07%	78	780
7	4	0	4	1,19%	95,25%	28	280
8	5	1	4	1,19%	96,44%	32	320
9	112	104	8	2,37%	98,81%	72	720
10	2	0	2	0,59%	99,41%	20	200
11	1	0	1	0,30%	99,70%	11	110
12	1	1	0	0,00%	99,70%	0	0
14	1	1	0	0,00%	99,70%	0	0
15	1	1	0	0,00%	99,70%	0	0
16	1	1	0	0,00%	99,70%	0	0
20	1	0	1	0,30%	100,00%	20	200
24	11	11	0	0,00%	100,00%	0	0
28	7	7	0	0,00%	100,00%	0	0
36	2	2	0	0,00%	100,00%	0	0
42	1	1	0	0,00%	100,00%	0	0
44	1	1	0	0,00%	100,00%	0	0
47	1	1	0	0,00%	100,00%	0	0
60	1	1	0	0,00%	100,00%	0	0
96	1	1	0	0,00%	100,00%	0	0
160	1	1	0	0,00%	100,00%	0	0
216	1	1	0	0,00%	100,00%	0	0
	518	181	337			861	8.610

Fuente: Elaboración de la Consultoría.

Figura 13: Distribución de Techos – Fotointerpretación Municipio Riohacha



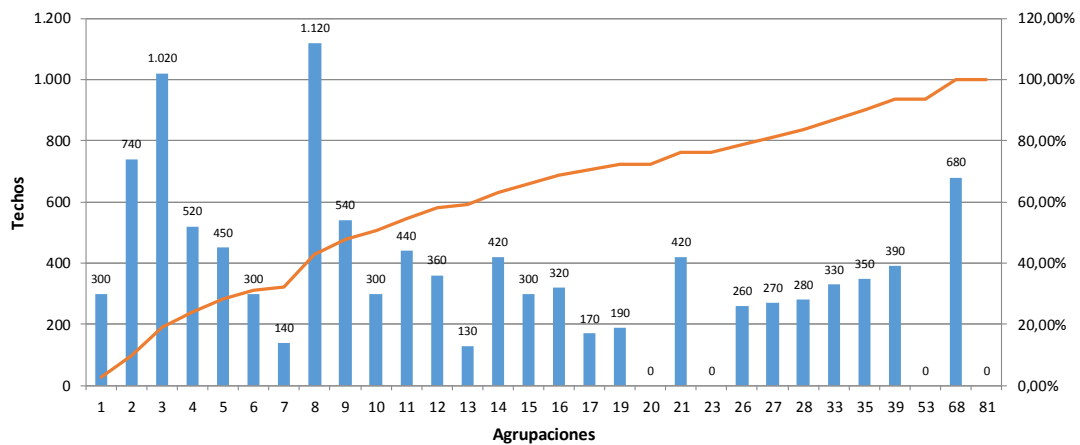
Fuente: Elaboración de la Consultoría.

Tabla 20: Número de Techos identificados mediante fotointerpretación – Municipio Manaure

No Techos	GENERAL	SIN	TOTAL ZNI	TOTAL TECHOS			
	Frecuencias	%	% acumulado	Muestra	Universo		
1	37	7	30	16,76%	16,76%	30	300
2	43	6	37	20,67%	37,43%	74	740
3	36	2	34	18,99%	56,42%	102	1.020
4	15	2	13	7,26%	63,69%	52	520
5	9	0	9	5,03%	68,72%	45	450
6	5	0	5	2,79%	71,51%	30	300
7	3	1	2	1,12%	72,63%	14	140
8	15	1	14	7,82%	80,45%	112	1.120
9	6	0	6	3,35%	83,80%	54	540
10	3	0	3	1,68%	85,47%	30	300
11	5	1	4	2,23%	87,71%	44	440
12	6	3	3	1,68%	89,39%	36	360
13	1	0	1	0,56%	89,94%	13	130
14	4	1	3	1,68%	91,62%	42	420
15	2	0	2	1,12%	92,74%	30	300
16	2	0	2	1,12%	93,85%	32	320
17	1	0	1	0,56%	94,41%	17	170
19	2	1	1	0,56%	94,97%	19	190
20	1	1	0	0,00%	94,97%	0	0
21	2	0	2	1,12%	96,09%	42	420
23	1	1	0	0,00%	96,09%	0	0
26	1	0	1	0,56%	96,65%	26	260
27	1	0	1	0,56%	97,21%	27	270
28	1	0	1	0,56%	97,77%	28	280
33	1	0	1	0,56%	98,32%	33	330
35	1	0	1	0,56%	98,88%	35	350
39	1	0	1	0,56%	99,44%	39	390
53	1	1	0	0,00%	99,44%	0	0
68	1	0	1	0,56%	100,00%	68	680
81	1	1	0	0,00%	100,00%	0	0
	208	29	179			1.074	10.740

Fuente: Elaboración de la Consultoría.

Figura 14: Distribución de Techos – Fotointerpretación Municipio Manaure



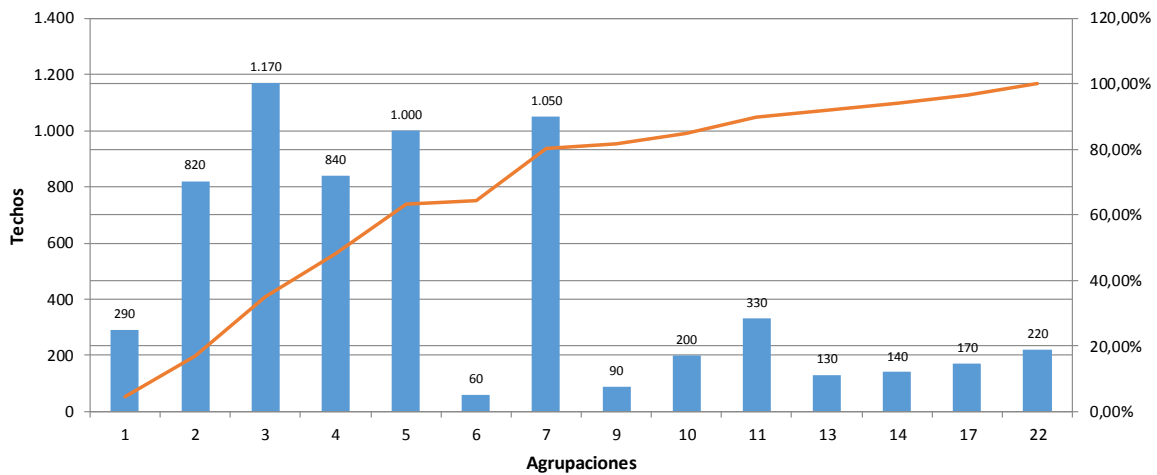
Fuente: Elaboración de la Consultoría.

Tabla 21: Número de Techos identificados mediante fotointerpretación – Municipio Maicao

No Techos	GENERAL	SIN	TOTAL ZNI	TOTAL TECHOS			
	Frecuencias		%	% acumulado	Muestra	Universo	
1	41	12	29	16,48%	16,48%	29	290
2	44	3	41	23,30%	39,77%	82	820
3	43	4	39	22,16%	61,93%	117	1.170
4	23	2	21	11,93%	73,86%	84	840
5	20	0	20	11,36%	85,23%	100	1.000
6	2	1	1	0,57%	85,80%	6	60
7	15	0	15	8,52%	94,32%	105	1.050
9	1	0	1	0,57%	94,89%	9	90
10	2	0	2	1,14%	96,02%	20	200
11	4	1	3	1,70%	97,73%	33	330
13	1	0	1	0,57%	98,30%	13	130
14	2	1	1	0,57%	98,86%	14	140
17	1	0	1	0,57%	99,43%	17	170
22	1	0	1	0,57%	100,00%	22	220
	200	24	176			651	6.510

Fuente: Elaboración de la Consultoría.

Figura 15: Distribución de Techos – Fotointerpretación Municipio de Maicao



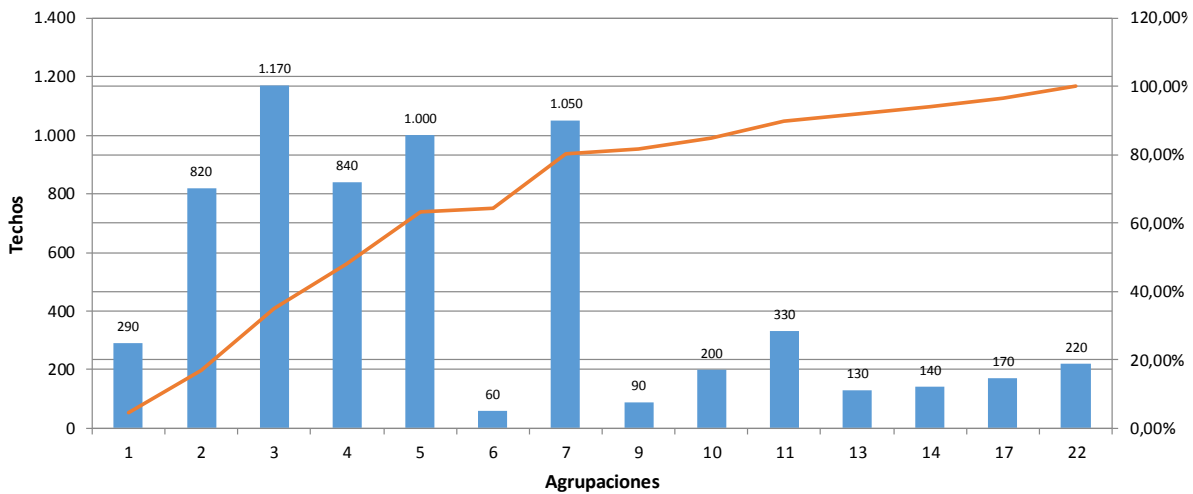
Fuente: Elaboración de la Consultoría.

Tabla 22: Número de Techos identificados mediante fotointerpretación – Municipio Dibulla

No Techos	GENERAL	SIN	TOTAL ZNI	TOTAL TECHOS			
	Frecuencias			%	% acumulado	Muestra	Universo
1	76	4	72	53,33%	53,33%	72	720
2	45	7	38	28,15%	81,48%	76	760
3	22	6	16	11,85%	93,33%	48	480
4	3	0	3	2,22%	95,56%	12	120
5	4	1	3	2,22%	97,78%	15	150
6	1	0	1	0,74%	98,52%	6	60
7	2	2	0	0,00%	98,52%	0	0
8	1	0	1	0,74%	99,26%	8	80
17	1	1	0	0,00%	99,26%	0	0
33	1	0	1	0,74%	100,00%	33	330
	156	21	135			270	2.700

Fuente: Elaboración de la Consultoría.

Figura 16: Distribución de Techos – Fotointerpretación Municipio de Dibulla



Fuente: Elaboración de la Consultoría.

5.4 Aspectos relacionados con el diseño de muestra y precisión

Es importante recordar que para toda la actividad de fotointerpretación y análisis de información, se utilizó un modelo de Muestreo Aleatorio Simple con probabilidad de selección constante en cada municipio e independientemente. La muestra sirve a dos propósitos específicos, de una parte, estimar el universo de techos que se podrían asimilar a viviendas, y de otra parte, estimar el tamaño de la población a partir del número de techos y del número de personas por techo. Todo esto, a través de la selección de una muestra de cuadrículas (áreas de 1min x 1min, o 3.44Km²).

A partir de una muestra preliminar del 10% de las cuadrículas en cada municipio se obtuvo un estimador del número de techos por cuadrícula con su respectiva varianza. Ahora bien, los estimadores de varianza

del número de personas por techo, para efectos de tamaño muestral, se obtienen a partir de la encuesta PERS la cual, al cruzarla con la información satelital, permite asignar a la encuesta (con un trabajo laborioso) el número de techos correspondiente.

Las siguientes dos tablas muestran los resultados finales de requerimiento de tamaño de muestra en cada municipio. Los resultados permiten concluir que para un nivel de confiabilidad del 95%, el 10% de muestra preliminar es suficiente toda vez que representa errores esperados entre uno y tres personas por techo (ver tabla debajo). Obsérvese también que el bajo coeficiente de variación permite explicar el requerimiento pequeño de tamaño de muestra.

Tabla 23: Cálculo de estimadores de la muestra

Municipio	Total techos en muestra de cuadrículas	Número de cuadrículas	Promedio techos por cuadrícula	Desviación estándar del promedio de techos por cuadrícula
DIBULLA	324	11	29.45	30.01
MAICAO	720	35	20.57	24.01
MANAURE	1.379	43	32.07	34.28
RIOHACHA	3.147	58	54.26	154.17
URIBIA	5.743	197	29.15	33.09
Total general	11.313	344	32.89	70.03

Fuente: Elaboración de la Consultoría.

Tabla 24: Cálculo del error muestral

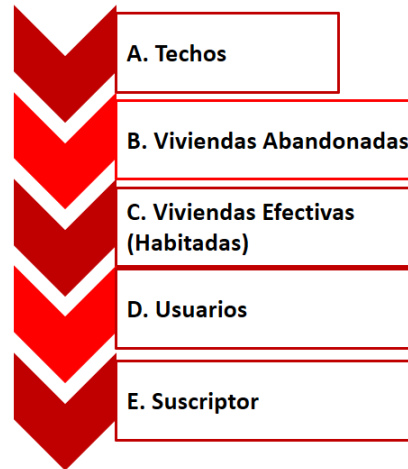
Municipio	t student	error relat	Tamaño de muestra n	error absoluto
DIBULLA	0.0321	0.0043	51.80	41
MAICAO	0.0316	0.0049	50.86	33
MANAURE	0.0315	0.0046	48.13	48
RIOHACHA	0.0315	0.009	88.84	158
URIBIA	0.0314	0.0022	235.26	21

Fuente: Elaboración de la Consultoría.

5.5 Estimación de usuarios y suscriptores

A partir de los análisis presentados en los anteriores numerales, la metodología conduce a lograr un estimado de usuarios⁵ potenciales del servicio y consecuentemente un potencial de suscriptores⁶.

Figura 17: Metodología para el procesamiento de la Información de Fotointerpretación



Fuente: Elaboración de la Consultoría

La figura anterior permite identificar una serie de pasos que se describen a continuación:

- A. Techos: Corresponde a la identificación efectuada mediante el proceso de fotointerpretación y que se han clasificado de acuerdo con las agrupaciones claramente definidas.
- B. Viviendas Abandonadas: Corresponde al número de techos que se consideran como viviendas abandonadas por cuenta del fenómeno de “poliresidencialidad” de la cultura Wayuu que también se conoce como “nomadismo”. Para efectos de las estimaciones se ha supuesto un porcentaje de 10% de techos abandonados.
- C. Viviendas Efectivas: Son aquellas en la cuales se considera existe presencia humana real, y se calcula como la diferencia entre los dos conceptos definidos previamente.
- D. Enramada y Cocina: Son aquellas unidades que normalmente la vivienda wayuu utiliza de manera comunal y que fueron descritas previamente en este documento. Para efectos de los cálculos se han efectuado los siguientes supuestos:
 - Entre 1 y 4 techos no se considera que existen Enramadas y Cocinas comunales

⁵ Usuario. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se denomina también consumidor. Ley 142-1994

⁶ Suscriptor. Persona natural o jurídica con la cual se ha celebrado un contrato de condiciones uniformes de servicios públicos. Ley 142-1994

- Entre 5 y 20 techos se considera que existen Una Enramada y Una Cocina por cada 5 techos (Esto es 3 viviendas, 1 Enramada y 1 Cocina = 5 Techos en total)
 - Para agrupaciones de más de 20 techos se calcula que cada 20 techos hay Una Enramada y 1 Cocina, pues se empieza a tener ya el concepto de caserío y ya no es una unidad familiar, solamente.
- E. Usuarios: Son aquellos que pueden llegar a ser beneficiados con el servicio y corresponden a la diferencia entre las viviendas efectivas restando las enramadas y cocinas, esto es, donde se presume que se puede alojar una familia o parte de ella, de manera permanente.
- F. Suscriptores: Son aquellos que tendrían la relación contractual con el prestador del servicio y que puede representar a un conjunto de usuarios. Se considera que por cada cinco usuarios habría un representante, en calidad de suscriptor.

Siguiendo la metodología descrita, se presentan a continuación los resultados obtenidos para el municipio de Uribe y cada uno de los municipios estudiados.

Tabla 25: Resultado de la estimación de usuarios para el Municipio de Uribia

Agrupación de Techos	Techos	Techos	Unidades Abandonadas	Diferencia	Enramadas y Cocinas	Unidades Efectivas	Porcentaje	Porcentaje Acumulado
1	1.940	1.940	194	1.746		1.746	4%	4%
2	2.450	4.900	490	4.410		4.410	11%	15%
3	2.580	7.740	774	6.966		6.966	17%	32%
4	1.960	7.840	784	7.056		7.056	17%	50%
5	1.210	6.050	605	5.445	2.178	3.267	8%	58%
6	870	5.220	522	4.698	1.879	2.819	7%	64%
7	480	3.360	336	3.024	1.210	1.814	4%	69%
8	350	2.800	280	2.520	1.008	1.512	4%	73%
9	220	1.980	198	1.782	713	1.069	3%	75%
10	240	2.400	240	2.160	864	1.296	3%	78%
11	140	1.540	154	1.386	554	832	2%	80%
12	130	1.560	156	1.404	562	842	2%	83%
13	40	520	52	468	187	281	1%	83%
14	50	700	70	630	252	378	1%	84%
15	70	1.050	105	945	378	567	1%	86%
16	10	160	16	144	58	86	0%	86%
17	20	340	34	306	122	184	0%	86%
18	20	360	36	324	130	194	0%	87%
20	40	800	80	720	288	432	1%	88%
22	20	440	44	396	40	356	1%	89%
23	10	230	23	207	21	186	0%	89%
24	10	240	24	216	22	194	0%	90%
25	20	500	50	450	45	405	1%	91%
28	10	280	28	252	25	227	1%	91%
30	20	600	60	540	54	486	1%	92%
37	10	370	37	333	33	300	1%	93%
53	10	530	53	477	48	429	1%	94%
97	10	970	97	873	87	786	2%	96%
100	10	1.000	100	900	90	810	2%	98%
101	10	1.010	101	909	91	818	2%	100%
y mayor...	0							
	12.960	57.430	5.743	51.687	10.938	40.749		

Fuente: Elaboración de la Consultoría

Como elemento de validación de los resultados se presenta a continuación la estimación de población rural para el municipio. Se tienen dos referencias, una es la estimación de la Gobernación que da un resultado de 270.000 habitantes para 2016 y reporta 4,1 personas por vivienda. La fuente oficial es, la fuente natural y especializada de información, como lo es el DANE.

Tabla 26: Validación de resultados – Municipio de Uribia

Viviendas Efectivas	Habitantes por Vivienda	Calculo Población Rural		
		Este Estudio	Gobernación La Guajira	DANE 2016
40.749	4,1	167.072	272.890	167.435

Como se puede observar de los resultados, la estimación de este estudio arroja un valor muy cercano al estimado por el DANE, lo cual permite concluir que la metodología y supuestos hacen que exista un modelo metodológico razonable para las estimaciones de población, viviendas, usuarios, suscriptores y finalmente la estimación de la demanda, como se verá más adelante. Después se presentan los resultados para los demás municipios que conforman la Zona 1.

Tabla 27: Resultado de la estimación de usuarios para el Municipio de Riohacha

Agrupación de Techos	Techos	Unidades Abandonadas	Diferencia	Enramadas y Cocinas	Unidades Efectivas	Porcentaje	Porcentaje Acumulado
1	1.510	151	1.359		1.359	21%	21%
2	1.400	140	1.260		1.260	19%	40%
3	1.170	117	1.053		1.053	16%	56%
4	1.120	112	1.008		1.008	15%	72%
5	800	80	720	288	432	7%	78%
6	780	78	702	281	421	6%	85%
7	280	28	252	101	151	2%	87%
8	320	32	288	115	173	3%	90%
9	720	72	648	259	389	6%	96%
10	200	20	180	72	108	2%	97%
11	110	11	99	40	59	1%	98%
12	0	0	0	0	0	0%	98%
14	0	0	0	0	0	0%	98%
15	0	0	0	0	0	0%	98%
16	0	0	0	0	0	0%	98%
20	200	20	180	72	108	2%	100%
24	0	0	0	0	0	0%	100%
28	0	0	0	0	0	0%	100%
36	0	0	0	0	0	0%	100%
42	0	0	0	0	0	0%	100%
44	0	0	0	0	0	0%	100%
47	0	0	0	0	0	0%	100%
60	0	0	0	0	0	0%	100%
96	0	0	0	0	0	0%	100%
160	0	0	0	0	0	0%	100%
216	0	0	0	0	0	0%	100%
	8.610	861	7.749	1.228	6.521		

Fuente: Elaboración de la Consultoría

Tabla 28: Resultado de la estimación de usuarios para el Municipio de Manaure

Agrupación de Techos	Techos	Unidades Abandonadas	Diferencia	Enramadas y Cocinas	Unidades Efectivas	Porcentaje	Porcentaje Acumulado
1	300	30	270		270	4%	4%
2	740	74	666		666	9%	12%
3	1.020	102	918		918	12%	25%
4	520	52	468		468	6%	31%
5	450	45	405	162	243	3%	34%
6	300	30	270	108	162	2%	36%
7	140	14	126	50	76	1%	37%
8	1.120	112	1.008	403	605	8%	45%
9	540	54	486	194	292	4%	49%
10	300	30	270	108	162	2%	51%
11	440	44	396	158	238	3%	54%
12	360	36	324	130	194	3%	57%
13	130	13	117	47	70	1%	58%
14	420	42	378	151	227	3%	61%
15	300	30	270	108	162	2%	63%
16	320	32	288	115	173	2%	65%
17	170	17	153	61	92	1%	67%
19	190	19	171	68	103	1%	68%
20	0	0	0	0	0	0%	68%
21	420	42	378	38	340	5%	72%
23	0	0	0	0	0	0%	72%
26	260	26	234	23	211	3%	75%
27	270	27	243	24	219	3%	78%
28	280	28	252	25	227	3%	81%
33	330	33	297	30	267	4%	85%
35	350	35	315	32	284	4%	88%
39	390	39	351	35	316	4%	93%
53	0	0	0	0	0	0%	93%
68	680	68	612	61	551	7%	100%
	10.740	1.074	9.666	2.133	7.533		

Fuente: Elaboración de la Consultoría

Tabla 29: Resultado de la estimación de usuarios para el Municipio de Maicao

Agrupación de Techos	Techos	Unidades Abandonadas	Diferencia	Enramadas y Cocinas	Unidades Efectivas	Porcentaje	Porcentaje Acumulado
1	290	29	261		261	6%	6%
2	820	82	738		738	16%	22%
3	1.170	117	1.053		1.053	23%	44%
4	840	84	756		756	16%	61%
5	1.000	100	900	360	540	12%	72%
6	60	6	54	22	32	1%	73%
7	1.050	105	945	378	567	12%	85%
9	90	9	81	32	49	1%	86%
10	200	20	180	72	108	2%	88%
11	330	33	297	119	178	4%	92%
13	130	13	117	47	70	2%	94%
14	140	14	126	50	76	2%	95%
17	170	17	153	61	92	2%	97%
22	220	22	198	79	119	3%	100%
	6.510	651	5.859	1.220	4.639		

Fuente: Elaboración de la Consultoría

Tabla 30: Resultado de la estimación de usuarios para el Municipio de Maicao

Agrupación de Techos	Techos	Unidades Abandonadas	Diferencia	Enramadas y Cocinas	Unidades Efectivas	Porcentaje	Porcentaje Acumulado
1	720	72	648		648	29%	29%
2	760	76	684		684	31%	60%
3	480	48	432		432	20%	80%
4	120	12	108		108	5%	85%
5	150	15	135	54	81	4%	88%
6	60	6	54	22	32	1%	90%
7	0	0	0	0	0	0%	90%
8	80	8	72	29	43	2%	92%
17	0	0	0	0	0	0%	92%
33	330	33	297	119	178	8%	100%
	2.700	270	2.430	223	2.207		

Fuente: Elaboración de la Consultoría

A partir de los resultados de cada uno de los municipios a continuación se presenta un consolidado y el cálculo final de suscriptores.

Tabla 31: Resultado de la estimación de usuarios y suscriptores por municipio

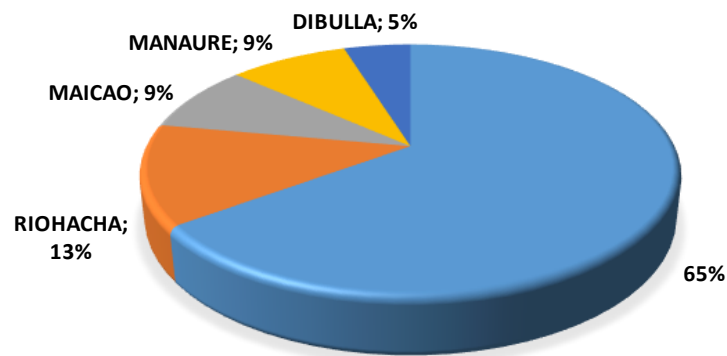
Rango Agrupaciones	URIBIA		RIOHACHA			MAICAO		
	Viviendas (Usuarios)	Suscriptores	Numero de Soluciones	Viviendas (Usuarios)	Suscriptores	Numero de Soluciones	Viviendas (Usuarios)	Suscriptores
de 1 a 5	23.445	23.445	5.112	5.112	5.112	3.348	3.348	3.348
de 10 a 24	13.044	2.609	282	1.409	282	258	1.291	258
de 25 a 50	1.418	284	0	0	0	0	0	0
de 50 y mas	2.843	569	0	0	0	0	0	0
	40.749	26.906	5.394	6.521	5.394	3.606	4.639	3.606

Rango Agrupaciones	MANAURE			DIBULLA			TOALES LA GUAJIRA			
	Suscriptores	Numero de Soluciones	Viviendas (Usuarios)	Suscriptores	Numero de Soluciones	Viviendas (Usuarios)	Suscriptores	Numero de Soluciones	Viviendas (Usuarios)	Suscriptores
de 1 a 5	3.348	2.565	2.565	2.565	1.953	1.953	1.953	36.423	36.423	36.423
de 10 a 24	258	579	2.894	579	15	76	15	3.743	18.714	3.743
de 25 a 50	0	61	1.523	305	7	178	36	125	3.119	624
de 50 y mas	0	11	551	110	0	0	0	68	3.394	679
	3.606	3.216	7.533	3.559	1.975	2.207	2.004	40.358	61.649	41.468

Fuente: Elaboración de la Consultoría

De manera gráfica se puede observar en la siguiente figura que el municipio de Uribía aportaría el mayor porcentaje de los suscriptores con el 65%, mientras que las participaciones de los demás municipios son realmente muy parecidas.

Figura 18: Participación suscriptores por municipio



Fuente: Elaboración de la Consultoría

Anexo 6: Análisis consumo rural por piso térmico y eficiencia

Como parte del estudio “Propuesta de integración PIEC – PERS – PEZNI” realizado por USAID Colombia y con el apoyo de algunos profesionales de la Oficina de Fondos de la UPME, se analizaron los resultados de las encuestas de los PERS Nariño, La Guajira, Chocó y Tolima. Por lo cual a continuación se transcribe con algunos ajustes el capítulo 2 del mencionado estudio correspondiente a la “evaluación del consumo de subsistencia”.

6.1 Antecedentes

Con el fin de poder articular las políticas gubernamentales de lograr una mayor cobertura en el servicio de energía eléctrica en zonas rurales y no interconectadas se han elaborado planes como el PEZNI o el PIEC, sin embargo, a partir de estos se ha considerado necesario revisar el consumo de subsistencia que se ha venido usando para definir la mínima cantidad de energía eléctrica a suministrar para satisfacer necesidades básicas, en el momento de ampliar la cobertura. Adicionalmente, este monto también es el máximo que puede ser objeto de subsidio por parte del estado. Datos provenientes de varias fuentes ofrecen indicios de que el consumo real está por debajo del límite establecido y por tanto podría generar dificultades en la elaboración de cálculo para los planes.

Una consecuencia de partir de un consumo de subsistencia más alto que el ideal, es el requerimiento de mayores inversiones iniciales en el desarrollo de la infraestructura. Para la revisión de los consumos mínimos o de subsistencia se debe considerar no sólo el consumo real de los hogares en condiciones socioeconómicas similares cuando la energía está disponible, sino también el avance en el desarrollo tecnológico que ha llevado a desarrollar dispositivos muy eficientes en el consumo de energía y también en fuentes no convencionales de energía, que permite tomar decisiones de política y/o planeación energética en aras de optimizar los recursos del Estado.

Desde la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994 se han tenido en cuenta los consumos de subsistencia como un parámetro principalmente destinado a la asignación de subsidios y expansión de cobertura. La ley 143 de 1994 establece una definición del consumo de subsistencia particularmente para el servicio de energía eléctrica introduciendo el concepto de satisfacción de necesidades básicas.

Art.11 “...Consumo de subsistencia: se define como consumo de subsistencia, la cantidad mínima de electricidad utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer necesidades básicas que solamente puedan ser satisfechas mediante esta forma de energía final. Para el cálculo del consumo de subsistencia sólo podrá tenerse en cuenta los energéticos sustitutos cuando éstos estén disponibles para ser utilizados por estos usuarios.”

Los decretos reglamentarios emitidos posteriormente con el fin de definir la asignación de subsidios determinaron como tope máximo sobre el cual se podía subsidiar el consumo de subsistencia, sin embargo no existía un estudio o concepto que determinar este valor. En 1997, la CREG contrató un estudio para determinar el valor de este consumo, que determinó un valor de consumo de subsistencia a nivel nacional de 200 kWh-mes, teniendo en cuenta los siguientes aspectos (Resolución 355, 2004):

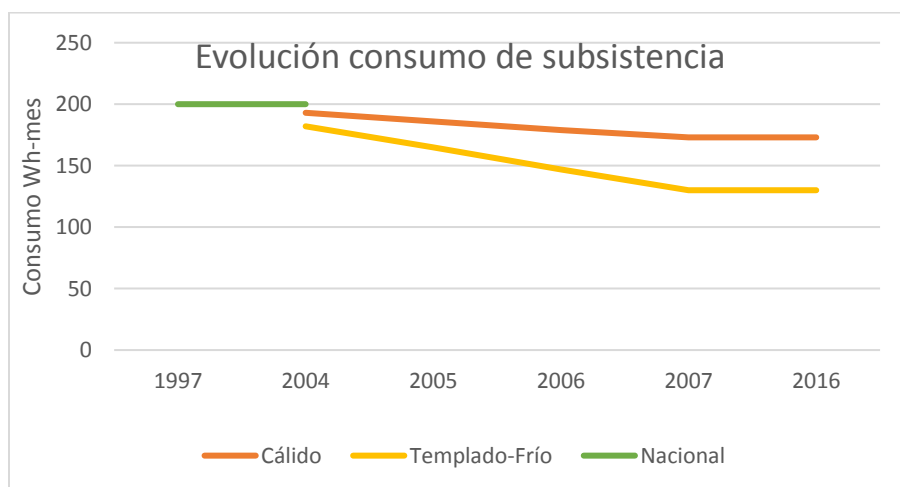
- Aproximación estadística relacionada con electrodomésticos y consumos
- Asociación del consumo de subsistencia a la satisfacción de necesidades básicas
- Utilización de la jerarquía de necesidades de Maslow
- Asociación de electrodomésticos a necesidades básicas
- Determinación del piso térmico como la variable regional con mayor impacto en el consumo

El Artículo 8° de la Ley 632 de 2000 estableció que el ente encargado de la definición del consumo de subsistencia sería la UPME. En 2003 a UPME realizó una actualización del estudio de la CREG en el cual incluyó la existencia de energéticos sustitutos y diferencias por regiones de acuerdo a categorías o niveles de altitud sobre el nivel del mar, analizando los siguientes cuatro escenarios:

1. Teniendo en cuenta regiones asociadas a los pisos térmicos
2. Consumo considerando sustitutos energéticos
3. Combinación de 1 y 2
4. Consumo de subsistencia único nacional

A partir del análisis de estos escenarios, la recomendación fue el escenario 1 en el que se diferencia el consumo de subsistencia para dos categorías de altitud; piso térmico cálido para poblaciones por debajo de 1000 msnm y piso térmico templado-frío para poblaciones ubicadas a 1000 o más msnm. Para el piso térmico cálido se determinó un consumo de 173 kWh-mes y para piso térmico templado – frío un consumo de 130 kWh-mes, y por último se recomendó un periodo de transición de 4 años para adoptar en nuevo límite. Todas estas disposiciones fueron adoptadas por la Resolución UPME 355 de 2004 y se encuentran vigentes hasta la fecha.

Figura 19: Evolución consumo de subsistencia



Fuente: Elaboración USAID con información Resolución 355,2004

En la gráfica, se puede observar la evolución del consumo de subsistencia, de acuerdo con lo definido por la UPME incluyendo el periodo de transición hasta el 2007, año desde el cual se han mantenido los mismos valores hasta la actualidad.

Si bien el cambio de 2004 introdujo la diferencia por piso térmico, no se tuvieron en cuenta otros aspectos que también pueden tener un impacto importante en el consumo de subsistencia, por ejemplo si el consumo rural es igual al consumo urbano, si la división en dos pisos térmicos es suficiente, si los electrodomésticos empleados hace 10 o 15 años son los mismos empleados hoy en día, al igual que las curvas de eficiencia energética de los electrodomésticos y otros equipos de consumo de energía eléctrica, que impactan en la reducción del consumo para atender las mismas necesidades. Estos supuestos evidencian la necesidad de hacer una revisión periódica de este consumo, y dado que han pasado más de 12 años sería un momento adecuado para hacerlo, proponiendo además que esta revisión se haga al menos cada 5 años

La asignación de subsidios basado en el consumo de subsistencia, busca mantener los principios de equidad y solidaridad presentes en la Ley 143 de 1994, sin embargo, también representa una carga fiscal importante que no ha sido cubierto en su totalidad por el Fondo de Solidaridad y Redistribución de ingresos. Adicionalmente el Gobierno Nacional tiene la meta de alcanzar una cobertura del 100% en el servicio de energía eléctrica, para lo cual está articulando diferentes planes, el Plan de Energización en ZNI -PEZNI, el Plan indicativo de expansión en cobertura PIEC y los Planes de Energización Rural Sostenible PERS. En las alternativas de buscar la cobertura del servicio al 100%, con los actuales precios de tecnologías no convencionales, existen alternativas a la expansión de redes o generación diésel; hay disponibles soluciones híbridas (diesel-renovables) y sistemas individuales aislados que pueden brindar opciones adecuadas a los habitantes ubicados en áreas rurales sin acceso al servicio de electricidad.

Con este panorama y después de más de 10 años de la definición del valor del consumo de subsistencia, se considera pertinente hacer una revisión del mismo, orientado a identificar en particular en las áreas rurales, el impacto de una diferencia más específica en cuanto a los pisos térmicos, y cuáles deberían ser esas necesidades mínimas que una solución híbrida o aislada debería atender.

El objetivo de la presente revisión se enfoca desde la expansión a costos razonables y sostenible de la cobertura del servicio de energía eléctrica en zonas rurales o aisladas, considerando la existencia de recursos económicos limitados, y no a la revisión de subsidios asociados al consumo de subsistencia, y por ende es pertinente hacer una evaluación de la asignación de estos recursos. De todas maneras, un resultado de este trabajo implica recomendar que es importante revisar el consumo de subsistencia tanto para el SIN como para zonas aisladas no interconectables, por lo tanto es recomendable verificar las necesidades mínimas actuales y las mejoras tecnológicas, lo que podría llevar a que sea posible suplir estas demandas con un menor consumo de energía y a menores costos.

6.2 Supuestos

Considerando que el fin del presente trabajo está orientado a brindar un insumo a la planeación de la expansión de cobertura más que a la asignación de subsidios, se tomó como marco de análisis la

información recopilada de las líneas de base de los PERS en los 4 departamentos: Nariño, Chocó, La Guajira y Tolima.

6.1.1 Universo de análisis

El estudio cubre un total de 7.190 encuestas e incluye viviendas electrificadas y viviendas que no cuentan con este servicio. Dentro de las viviendas con servicio están las que se encuentran conectadas a la red y aquellas que reciben el servicio mediante generación diésel. Dado que el fin de este análisis es identificar los usos y consumos de aquellos usuarios que cuentan con electricidad, para el análisis únicamente se tuvo en cuenta este grupo que representa un total de 6.056 encuestas.

Uno de los aspectos analizados fueron las diferencias de los patrones de comportamiento frente al consumo de electricidad, de las viviendas ubicadas en las cabeceras municipales y de las viviendas ubicadas en las áreas rurales dispersas.

Este análisis fue posible debido a que los marcos muestrales de los PERS se sustentan en los marcos del DANE, pero adicionalmente se incluyen en el universo del área rural algunas cabeceras municipales, cuando éstas tienen un índice de ruralidad (IR) mayor al 40%. Este índice de ruralidad fue calculado por el PNUD en el año 2011 y ha sido adoptado por los PERS para incluir pequeñas cabeceras municipales con comportamientos muy aproximados a centros poblados del área rural.

Por último, se realizó un análisis diferenciando las viviendas conectadas a la red y las viviendas que solo cuentan con el servicio suministrado por plantas diésel. De esta manera se busca identificar si hay diferencias de consumo dependiendo de la fuente de generación y en particular teniendo en cuenta que cuando el suministro es con diésel este es intermitente y no siempre es continuo. Se definieron entonces cuatro categorías para revisar los consumos.

Tabla 32 Categorías de análisis de la población

Categoría	Descripción
Marco PERS	Corresponde a las 6.056 encuestas PERS de usuarios que cuentan con servicio de energía eléctrica
Interconectado	Corresponde a 4968 encuestas de usuarios que tienen servicio de energía eléctrica mediante conexión a la red
No Interconectada	Corresponde a 1088 encuestas de usuarios con servicio de energía eléctrica mediante planta diésel
Marco DANE (interconectado disperso)	Corresponde a 4397 encuestas de usuarios que tienen servicio de energía eléctrica mediante conexión a la red y que no se encuentran en cabeceras municipales

6.1.2 Pisos térmicos

Dado el uso diferencial que pueden tener algunos equipos como ventiladores o el régimen de operación en las neveras en los pisos térmicos cálidos, se considera importante hacer escenarios que permitan identificar el cambio en los patrones de consumo con respecto a esta variable, que ya desde los primeros estudios se identificó como la más crítica. Para este análisis se escogieron los siguientes escenarios de altura en msnm:

- Actual: dos pistos térmicos a. 0-1000 b. ≥ 1000
- Tres divisiones de altitud m.s.n.m. a. 0-1000, b. 1000-2000 c. ≥ 2000
- Cinco divisiones altitud m.s.n.m. a. 0-500 b. 500-1000 c. 1000-1500 d. 1500-2000 e. ≥ 2000

6.1.3 Usos finales

Basados en las encuestas de los PERS, se busca identificar los principales usos finales de la energía así como los equipos utilizados en los hogares rurales, dado que este es uno de los puntos críticos en la definición del consumo mínimo a atender y en lo que puede haber variaciones con respecto a las necesidades identificadas en 2004. Hoy en día se dispone de una mayor variedad de equipos domésticos con una mayor eficiencia en el consumo, como las neveras por ejemplo o con dispositivos electrónicos más eficientes que cumplen varias funciones, como el teléfono celular que además de cumplir con su función de comunicación es usado como dispositivo para escuchar música o radio, desplazando el uso de radio convencional. En este punto se identificaron los siguientes equipos de usos finales y sus usos para ser analizados siendo representativos en las encuestas.

- Bombillos para Iluminación
- Celular para comunicación y entretenimiento
- Neveras para refrigeración
- TV para entretenimiento e información
- Radio para entretenimiento e información
- Licuadora para fuerza motriz
- Lavadora para fuerza motriz
- Ventilador para adecuación de ambiente
- PC (este último se incluyó a pesar de su poca participación en los equipamientos de las líneas de base de los PERS, por el impacto que puede tener a futuro en el acceso a la información y educación).

6.1.4 Eficiencia

Dadas las condiciones de ruralidad y en algunos caso pobreza presentes en la población analizada, la penetración tecnológica es mucho más lenta en estas zonas en comparación con las zonas urbanas, es así como siguen predominado electrodomésticos altamente ineficientes como iluminación incandescente, televisores CRT y refrigeradores con más de 20 o inclusive 30 años de uso; el enfoque tanto de expansión de cobertura como de asignación de subsidios dirigido únicamente a una cantidad de consumo eléctrico fijo determinado, es contraproducente como lineamiento para la adopción de tecnologías eficientes (que es una de las políticas energéticas del país), por lo que estas deberían enfocarse más hacia los usos finales y las necesidades que se quieren atender y buscar los mecanismos y estrategias para lograr que dichos usos se suplan con electrodomésticos eficientes y uso racional de los mismos.

Es una realidad que los costos iniciales de la tecnologías eficientes generalmente son más altos, y en particular desde las financiación por parte de los fondos del Ministerio (PRONE; FAER o FAZNI) la directriz ha sido no incluir electrodomésticos o equipos de uso final en los proyectos, sin embargo, dados sus beneficios en el largo plazo, las políticas de expansión de cobertura podrían ir acompañadas y articuladas

con las políticas de eficiencia energética, mediante campañas y estrategias de masificación de uso de equipos eficientes promoviendo ampliar el mercado y disponibilidad de estas tecnologías en zonas aisladas así como contribuir a la reducción de sus costos. No obstante, en el presente documento se hará una recomendación de política que permita financiar esta tecnología con base en los ahorros generados por menores subsidios.

6.2 Resultados

6.2.1 Universo de análisis

La Tabla 33 presenta el universo de análisis, teniendo en cuenta que para todos los cálculos solo se tuvo en cuenta el total de usuarios energizados correspondientes a 6056, este representa el 84% del universo total de encuestas PERS. El porcentaje de usuarios interconectados al SIN es del 69% del total de encuestas y el 82% del universo de análisis, mientras que los usuarios no interconectados, pero con servicio son el 15% y 18% respectivamente.

Tabla 33 Universo de análisis

PERS	Muestra	Interconectados	No interconectados	Sin energía eléctrica
Tolima	1429	1345	2	82
Guajira	1255	647	84	524
Choco	2027	866	724	437
Nariño	2479	2110	278	91
Total	7190	4968	1088	1134
Total energizados (SIN + ZNI)			6056	

El análisis se realizó para determinar el consumo promedio de todo el marco PERS, y en las diferentes categorías de análisis (ver Tabla 32). El resultado se muestra en la Tabla 34 donde se observa que no existe una marcada diferencia en el consumo de energía eléctrica de aquellas viviendas localizadas en las cabeceras municipales y de aquellas localizadas en las áreas rurales. Esto se explica porque las cabeceras municipales objeto de las encuestas PERS son altamente rurales, situación que confirma la inclusión de estas cabeceras, con IR mayor al 40%, en las áreas del contexto rural.

Por otra parte, se observa una gran diferencia entre el consumo de hogares interconectados y no interconectados, siendo el interconectado 35% más alto. Los resultados infieren que el servicio de energía basado en generación diésel no se está prestando en las mismas condiciones que el servicio de red, por lo tanto, se considera que cualquiera de las alternativas en expansión de la cobertura debería prestar una disponibilidad del servicio de 24 horas, tomando esta base como comparativo de alternativas tecnológicas en el presente documento.

Por último, los resultados de la Tabla 34 indican que en todas las categorías el consumo reportado es muy inferior a los consumos de subsistencia actualmente definidos, la categoría de población que presenta un

mayor consumo es el interconectado con 93,14 kWh-mes; 76,86 kWh-mes (45,2%) menos que el consumo de subsistencia establecido para el piso térmico cálido en 2004 y 36,86 kWh-mes menos que el definido en 2004 para el piso térmico frío (28,3%).

Estas cifras muestran el desfase existente entre el consumo real actual y lo previsto hace 12 años y la importancia de actualizar este parámetro que tiene importantes consecuencias en la planeación, diseño y financiación de la expansión de la cobertura.

Tabla 34 Consumo promedio por categoría de análisis

	Marco PERS	Interconectado	No interconectado	Interconectado disperso
CONSUMO PROMEDIO VIVIENDA(kWh-mes)	87,27	93,14	60,16	91,17

6.2.2 Pisos térmicos

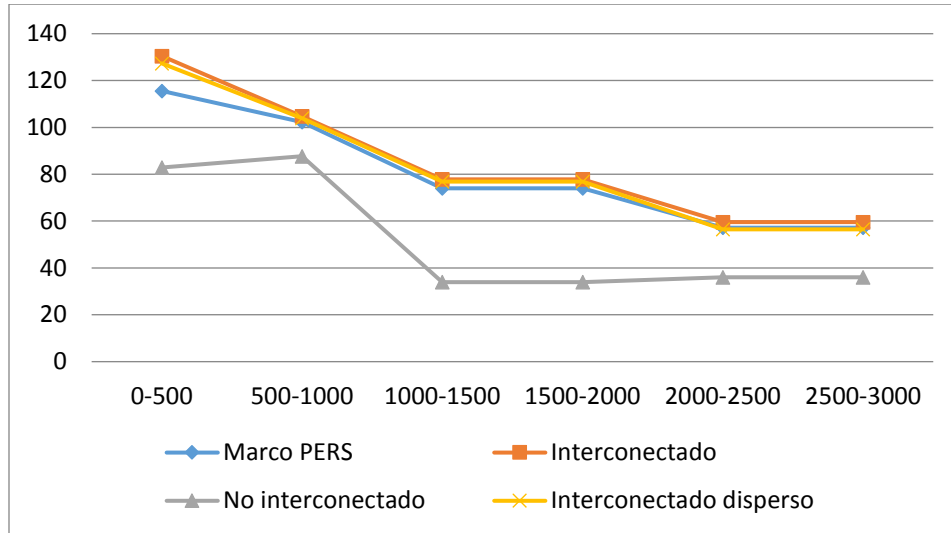
Al realizar el análisis por los rangos altitudinales propuestos, se concluye que la altura sobre el nivel del mar es un factor determinante en el consumo de electricidad. Los resultados de la Tabla 35 ilustran los consumos en intervalos de 500 msnm y confirma la importancia de tener en cuenta la altura sobre el nivel del mar.

Tabla 35 Consumos por intervalo de altitud (kWh-mes)

ALTITUD (msnm)	Marco PERS	Interconectado	No interconectado	Interconectado disperso	Número de encuestas
0-500	115,57	130,48	82,94	127,34	2628
500-1000	102,28	104,72	87,71	103,98	357
1000-2000	74,04	77,79	33,94	76,87	1555
>2000	57,19	59,58	36,03	56,48	1516

En la Figura 20 se aprecian los saltos en los consumos para cada una de las altitudes. En ese sentido es recomendable realizar estos procedimientos de cálculo para las estimaciones de consumos en el planeamiento y en la aprobación de proyectos que solicitan recursos del Estado, ya que con base en estas diferencias se podrían dimensionar las soluciones de manera más ajustada a las condiciones reales de la demanda actual y más aun considerando la penetración de nuevas tecnologías más eficientes. En cuanto a los subsidios, aunque sería de mayor utilidad una subdivisión más detallada, como la que se presenta en este estudio, es entendible que esto puede representar un proceso administrativo adicional para la liquidación de subsidios en las empresas y en el MEM, por lo que convendría más bien realizar una revisión del costo beneficio de esta medida.

Figura 20: Consumo por intervalo de altitud



Es importante notar que aún en el caso de rango altitudinal más bajo (0 – 500 msnm) no se llega al consumo de subsistencia existente (173 kWh), el cual está un 24,5% más bajo frente al establecido en 2004. También es interesante notar que el consumo en usuarios no interconectados presenta una reducción aún más drástica con la variación de la altitud, siendo casi estable después de los 1000. Además, este es el único caso en el cual el consumo es más alto en el rango 500-1000 msnm que el de entre 0-500 msnm, lo cual podría estar relacionado con la calidad del servicio prestado, es probable que en las poblaciones por debajo de los 500 msnm se tengan menos horas de servicio en este grupo de viviendas, por lo que impacta directamente en el promedio de consumo.

6.2.3 Usos finales

6.2.3.1 Iluminación

La iluminación es el uso final más común identificado en las encuestas, sin que esto signifique que sea el que mayor consumo representa, de igual forma es de los más relevantes para tener en cuenta en el cálculo de consumos básicos. Este uso final permite generar un salto importante en la calidad de vida de los habitantes, permitiendo tener más horas de actividad, acceso a mejores condiciones de estudio, salud y seguridad entre otros. Este comportamiento es coherente con los estudios internacionales, donde se establece que la iluminación es el uso más relevante por parte de las personas.

La Tabla 36 muestra la participación de este uso final en los diferentes grupos analizados. Estos datos muestran que no existe una diferencia significativa en el número promedio de bombillos por vivienda entre los usuarios por tipo de servicio, la diferencia entre los que están interconectados frente a los que no, es reducida. Sin embargo, si es importante y notable la diferencia en el porcentaje de viviendas sin iluminación, aproximadamente el 24% de las viviendas no interconectadas no tienen bombillos y cerca del 6% de las interconectadas.

Es interesante notar que en la categoría de no interconectados se presentan mayores horas de uso en iluminación comparado con la categoría de interconectados; una posible razón para explicar esta diferencia, se sustenta en que en los casos en que se tiene limitaciones en las horas de servicio, simplemente los bombillos se usan todo el tiempo que la planta diésel esté prendida.

Finalmente, se puede apreciar que el porcentaje de participación (# usuarios con bombillos/# total de viviendas de la categoría) es mucho más alto en los interconectados. Del total de hogares interconectados encuestados, el 94,1% tiene bombillos en sus viviendas, mientras que del total de viviendas no interconectados solo el 76,65% tiene bombillos. Esta situación reafirma que el no tener continuidad en el servicio, tiene un impacto importante en el acceso a los equipos de uso final y en los patrones de consumo. Es altamente probable que el mayor número de horas también esté asociado a que los hogares usan sus luminarias las horas que está disponible el servicio haciendo su uso menos eficiente, así como también el hecho que este altamente subsidiado y no se conozca el costo real del servicio.

Tabla 36 Iluminación

	Iluminación		
	Marco PERS	Interconectado	No interconectado
# Bombillos por vivienda	4,57	4,66	4,12
# horas días	4,66	4,46	5,71
Consumo kWh-mes	21,90	22,10	23,35
% Participación # viviendas con bombillos/ total viviendas cada categoría	91,51%	94,10%	76,65%

6.2.3.2 Refrigeración

La refrigeración también se ha identificado como uno de los usos críticos, ya que permite el almacenamiento de alimentos y la preservación de los mismos, teniendo un gran impacto en la calidad de vida de las personas. Sin embargo, a diferencia de la iluminación, la refrigeración representa un consumo muy significativo, adicionalmente es un equipo de uso final con una larga vida útil y por tanto su reemplazo es tanto costoso como prolongado. A continuación se presenta el análisis del comportamiento de este uso final en los grupos objetivo.

En la Tabla 37 se observa que en las viviendas con servicio interconectado, más del 50% tiene un equipo de refrigeración, mientras que, como era de esperarse, en viviendas donde el servicio no es interconectado, con intermitencia en el servicio, el porcentaje es mucho menor, solo el 27,6%. Esto puede estar relacionado con la intermitencia en el servicio, puesto que este equipo puede dañarse y no cumplir su función si no está conectado las 24h (uso del compresor, descongelamiento de alimentos). Por lo tanto, si se quiere incluir este uso final dentro de la expansión debe garantizarse un servicio continuo en el suministro.

En relación al consumo, estos equipos de uso final representan una participación importante, siendo de 83 kWh en promedio para toda la población analizada, es decir que dentro del consumo de subsistencia

actual representaría el 47% del consumo en tierra cálida y el 63% del consumo en tierra fría, es por esto que este uso final se considera crítico y disponer de equipos eficientes es mucho más relevante.

Tabla 37 Refrigeración

	Marco PERS	Interconectado	No interconectado
# Neveras por vivienda	1	1	1
Consumo kWh-mes	82,90	83,79	73,07
% Participación			
# viviendas con neveras /# de viviendas de cada categoría	53,81%	58,86%	27,60%

6.2.3.3 Acondicionamiento de Ambiente (ventiladores)

En relación al uso final de equipos de acondicionamiento de ambiente, en particular los ventiladores, vale la pena profundizar en este uso, ya que tiene una directa relación con los intervalos de altitud analizados. La siguiente tabla muestra la participación de ventiladores por piso térmico en cada grupo analizado.

Tabla 38 Acondicionamiento de Ambiente Ventiladores

		Ventiladores		
		Marco PERS	Interconectado	No interconectado
Menor a 500 m.s.n.m	# Ventiladores por vivienda	1,63	1,65	1,52
	Consumo kWh-mes	21,17	21,87	17,07
	% Participación	33,79%		
	# viviendas con ventilador /# de viviendas de cada categoría			
500-1000 m.s.n.m	# Ventiladores	1,57	1,57	NA
	Consumo kWh-mes	18,42	18,42	
	% Participación	7,84%		
1000-2000m	# Ventiladores	1,47	1,44	NA
	Consumo kWh-mes	12,35	12,6375	
	% Participación	1,09%		
	# viviendas con ventilador /# de viviendas de cada categoría			
Más de 2000m	# Ventiladores	1,05	1,06	1,00
	Consumo kWh-mes	11,53	12,35	4,73
	% Participación	2,44%		
	# viviendas con ventilador /# de viviendas de cada categoría			

El 33,79% de las viviendas localizadas por debajo de los 500 msnm cuentan con ventilador, este porcentaje se reduce al 7,8% en las localizadas en el rango entre 500-1000 msnm y por encima de este rango el porcentaje de viviendas que cuentan con este dispositivo es muy reducido.

Es claro que el ventilador es un uso con cierta relevancia particularmente en viviendas ubicados a menos de 500 m.s.n.m y tiene alguna relevancia entre 500-1000 m.s.n.m pero para pisos térmicos superiores su participación es muy baja.

6.2.3.4 Otros usos

Las encuestas realizadas en los PERS indagaban por el uso de 16 equipos de uso final de electricidad, sin embargo, la gran mayoría tiene muy poca representatividad en la población analizada, como se puede ver en la Tabla 39.

Tabla 39 Otros Usos

Equipo	Marco PERS	Intercon.	No intercon.	Equipo	Marco PERS	Intercon.	No intercon.
% Participación Arroceras	10,0%	11,4%	3,3%	% Participación Aspiradora	0,3%	0,3%	0,4%
% Participación Planchas	27,2%	29,4%	16,1%	% Participación Radio	22,7%	24,0%	12,9%
% Participación Sanduchera	4,5%	4,9%	2,5%	% Participación Eq Sonido	23,0%	25,2%	12,3%
% Participación cafetera	0,7%	0,8%	0,4%	% Participación TV	80,1%	83,8%	59,2%
% Participación secadora	0,3%	0,3%	0,5%	% Participación Teatro	0,6%	0,6%	0,5%
% Participación lavadora	18,7%	19,2%	15,8%	% Participación DVD	14,4%	16,0%	6,9%
% Participación Brilladora	0,2%	0,2%	0,5%	% Participación Secador	1,2%	0,8%	3,4%
% Participación Licuadora	57,3%	62,7%	31,3%	% Participación PC	5,4%	6,5%	0,3%

Se puede observar que las viviendas que cuentan con otros equipos de uso final representan un bajo porcentaje con la excepción de los televisores que se encuentran en el 80% de las viviendas, la licuadora con presencia en 59,1% de las viviendas encuestados, el resto de los equipos se encuentran en menos del 30%; llama la atención que sigue habiendo una participación las planchas alrededor del 27% de las viviendas manifiesta tener este equipo y que resulta importante por la cantidad de energía que consume.

Se puede observar que la participación de los PC es muy baja, aunque la encuesta no preguntó acerca de equipos como celulares o tabletas que pueden reemplazar algunos usos del PC, este si es un equipo con muy baja participación y que puede tener un impacto importante en la educación. Finalmente, en usos de otros equipos existe una marcada diferencia en la participación en zonas interconectadas versus no interconectadas ya que en esta última presenta participaciones mucho menores que cuando son interconectadas.

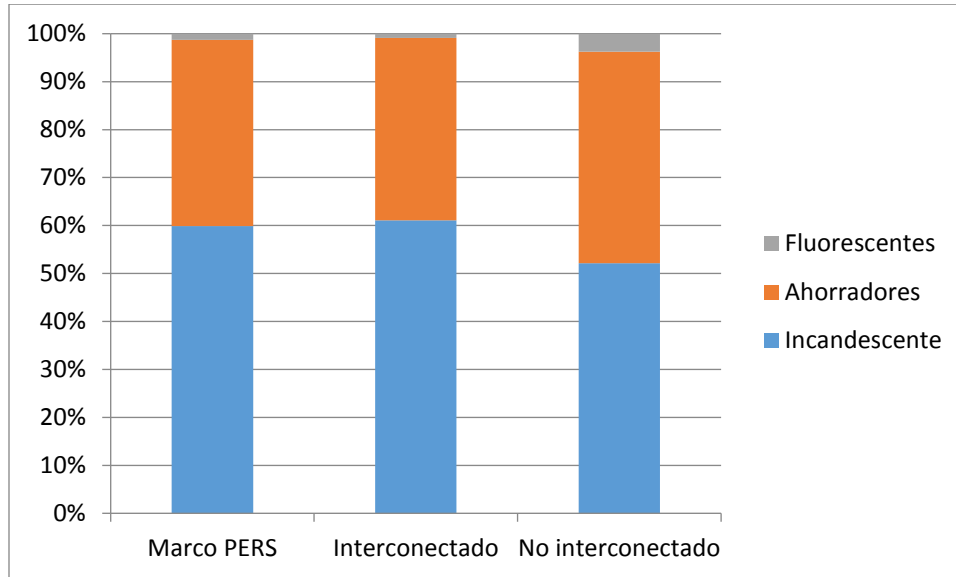
6.2.4 Eficiencia

El último de los aspectos analizados está relacionado con la eficiencia del equipamiento; en ese orden, hay dos consideraciones a tener en cuenta. Por un lado la características de la población encuestada, que en general son aisladas, de bajos recursos y bajo nivel de educación, por esta razón se supone que sus conocimientos acerca del uso eficiente de la energía no sean amplios. Adicionalmente, por sus niveles de ingreso su capacidad para comprar tecnologías de punta es reducida. A pesar que en las últimas décadas los avances tecnológicos han hecho que muchos de estos equipos mejoren su eficiencia a una gran velocidad, este acelerado desarrollo no necesariamente se percibe en las regiones aisladas. Por eso es muy importante considerar este punto para hacer un análisis más realista de los consumos con las tecnologías disponibles en el mercado. En el punto de eficiencia se considera crítico los tres usos finales más representativos tales como iluminación, refrigeración y televisores, los cuales se amplían a continuación.

6.2.4.1 Iluminación

La eficiencia de la tecnología en iluminación ha avanzado aceleradamente en los últimos años y paralelamente su costo se ha reducido significativamente, lo que ha permitido una mayor penetración en el mercado, siendo las actuales mucho más eficientes y duraderas que las bombillas incandescentes tradicionales. Desde 2011 con la expedición del RETILAP en Colombia ya no se permite el uso de bombillas incandescentes, sin embargo, en las regiones rurales analizadas es claro que su uso es muy extendido. La siguiente gráfica muestra la participación de los diferentes tipos de luminarias según tecnología, encontradas en la población analizada.

Figura 21: Iluminación por tecnología



En la gráfica se puede observar que la gran mayoría de las luminarias siguen siendo incandescentes con una participación de un poco más del 60% del total de luminarias. Es interesante notar que este porcentaje es menor en las viviendas no interconectadas lo cual puede deberse a que se han hecho instalaciones más recientes y por tanto han adquirido tecnologías más eficientes.

Se calculó un consumo promedio por luminaria, en el caso de la incandescente se obtuvo un valor de 60W y en el caso de ahorradores de 16 W. Con tecnologías Led es posible tener mayores eficiencias que permitan mayores aplicaciones, especialmente aquellas relacionadas con actividades de estudio y lectura en los hogares. La siguiente tabla muestra una equivalencia de potencias para las tecnologías de iluminación.

Tabla 40 Comparación tecnologías de iluminación

Bombilla Incandescente	Bombilla Fluorescente Compacta	Leds	Lúmenes
40 W	8-12 W	4-6 W	400-500
60 W	13-15 W	6,5-8 W	700-900
75-100W	18-22 W	9-11 W	1.100-1.750
100 W	23-30 W	11-15 W	1.800
150 W	30-55 W	15-25 W	2.750

Fuente: <http://instalacionesyeficienciaenergetica.com/led-ahorro-energetico-en-iluminacion/>

6.2.4.2 Refrigeración

En los aparatos de refrigeración hay varios aspectos que se debe considerar en relación a la eficiencia, en primer lugar, está el tiempo de uso (edad) del electrodoméstico. Este factor tiene un impacto importante ya que con el tiempo los aislantes térmicos se van desgastando haciéndola más ineficiente, los refrigerantes usados en tecnologías obsoletas son menos eficientes y muy contaminantes. Por otro lado, la vida útil de la nevera generalmente es superior a los 10 años, por lo que la obsolescencia tecnológica es muy lenta.

Es importante también considerar el clima en el que se usa ya que tendrá una mayor demanda en tierra cálida, finalmente la relación de tamaño, ocupación y hábitos de uso también es importante a la hora de tener un uso eficiente de las neveras, que el tamaño sea apropiado y no este sobredimensionada, que generalmente se encuentre ocupada y no vacía, que no se abra de manera constante, que no se ubique cerca a fuentes de calor. La nevera al estar conectada las 24 horas del día puede tener consumos equivalentes muy altos dados las condiciones antes mencionadas - en especial la obsolescencia-, tal como se evidencia en la siguiente tabla que muestra una aproximación de las horas equivalentes en los departamentos analizados en comparación con las horas equivalentes eficientes.

Tabla 41 Horas equivalentes refrigeración

Altitud	Horas de uso equivalente	Horas eficientes de uso equivalente	Potencia promedio W	Potencia eficiente W	Consumo actual kwh-mes	Consumo eficiente kwh-mes
< 1000 m.s.n.m	15,56	9	216	180 ⁷	100,82	48,6
≥ 1000 m.s.n.m	10	6			64,8	32,4

Como se puede observar en la Tabla 41 las horas equivalentes encontradas en el cálculo con la información de las encuestas, son más altas que las horas equivalentes eficientes de las neveras actuales disponibles en el mercado. Este es precisamente un indicador que muestra la combinación de los factores mencionados con anterioridad, neveras viejas, con poco mantenimiento, muy grandes o con baja ocupación, tecnologías obsoletas por ejemplo aquellas que producen escarcha, entre otros. Por lo tanto, el primer aspecto que conduciría a ahorros importantes sería tener menos horas equivalentes de uso.

El segundo punto está relacionado con la potencia de las neveras, este valor es difícil de calcular ya que se está tomando consumos aproximados de muchas neveras, pero al calcularlo a partir del consumo de energía y la potencia equivalente el resultado es que en promedio se tienen neveras de 216 W. Aquí hay otra oportunidad de ahorro ya que si bien la potencia está directamente relacionada con el tamaño de la nevera de acuerdo al promedio de personas por vivienda se puede tomar como eficiente una nevera de 225 L que con la tecnología actual podría consumir 180 W.

⁷ Corresponde a una nevera eficiente de 225 L (180 Nevera + 45L Congelador) disponible en el mercado

Utilizando estos dos supuestos de potencia y horas equivalentes actuales y eficientes se puede observar que existe un potencial de ahorro por refrigeración cercano al 50%, lo cual tendría un gran impacto no solo en el consumo de subsistencia subsidiado, sino en el diseño de soluciones individuales aisladas.

6.2.4.3 Televisores

En relación a los televisores encontrados en la población analizada, la gran mayoría corresponde a TV tipo CRT que son una tecnología obsoleta, en desuso e ineficiente, en este punto el tamaño de la pantalla del TV también tiene una relevancia en el cálculo del consumo (a mayor tamaño mayor consumo), estimando a partir de las potencias obtenidas, que se tiene televisores entre 20 y 30 pulgadas. La siguiente tabla muestra la participación por cada tecnología en los grupos analizados. Como se puede observar más del 75% de los televisores son CRT y la penetración de TV Led - mucho más eficiente – es menor al 3%.

Tabla 42 Televisores por tecnología

	Marco PERS	Interconectado	No interconectado
CRT	83,1%	84,0%	76,8%
LCD	9,1%	8,5%	13,7%
PLASMA	5,6%	5,3%	7,1%
LED	2,2%	2,1%	2,5%

De acuerdo a los cálculos realizados a partir de las encuestas, las potencias de los televisores para uno tipo CRT se encuentra alrededor de 80W para un televisor de 21", en ese sentido se buscaron las potencias comerciales de televisores de otras tecnologías y mismo tamaño, para poder comparar el diferencial tanto en potencia como en consumo, cuyos resultados se pueden apreciar a continuación.

Tabla 43 Comparación tecnologías TV

	CRT 21"	LCD 21"	Plasma 21"	LED 21"
Potencia W	80	72	75	30
Horas	4,4	5,9	5,6	5,7
Consumo kWh-mes	10,4	12,8	12,7	5,1

Es evidente que entre las tres tecnologías más utilizadas en la actualidad, no hay una diferencia notable en potencia, pero al compararlas con la tecnología LED puede implicar la mitad del consumo, para el mismo uso final.

6.3 Recomendaciones

- Es evidente que existen consumos y usos diferentes cuando se tiene un sistema interconectado con 24h de servicio, que cuando se tiene uno aislado no continuo, si bien los consumos son menores en viviendas no interconectadas esto se debe a que tiene un menor acceso a equipos de

uso final, siendo el principal ausente la nevera, por esto sin importar el tipo de solución prestada se debe apuntar a tener servicio continuo 24 horas ya sea con soluciones solares, híbridas, o interconectadas.

- Dadas las variaciones del consumo de energía eléctrica por altitud observadas, se recomienda hacer los análisis de consumos de acuerdo a una división más detallada, como la siguiente:

Tabla 44 Recomendación de rangos de altitud

$0 < A \leq 500$ m.s.n.m
$500 < A \leq 1000$ m.s.n.m
$1000 < A < 2000$ m.s.n.m
$A \geq 2000$ m.s.n.m

- En cuanto a los usos finales si bien el enfoque de consumo de subsistencia puede apuntar estrictamente a atención de necesidades básicas, también es pertinente revisar en la actualidad cuáles son esas necesidades básicas, acceso a comunicaciones, información, entretenimiento e internet, etc. Este ejercicio tiene como objetivo identificar consumos básicos rurales por lo que las soluciones que se brinden en cobertura del servicio deben atender como mínimo estos usos finales identificados:
 - Iluminación
 - Refrigeración
 - Televisión
 - Punto de carga de celular
 - Un punto adicional que puede ser usado para licuadora, radio u otro
- Además de definir los usos básicos es muy importante alinear las políticas de expansión de cobertura con las de promoción de eficiencia energética, esta articulación debería permitir un uso más eficiente en los equipos predominantes en estas zonas. Por un lado, refrigeración que es el que representa casi el 50% del consumo total y por otro lado iluminación y televisores que son tecnologías de alta eficiencia que ya hay disponibles en el mercado. Los usos ineficientes representan mayores costos para familias de bajos ingresos, mayores gastos en aporte de subsidios y un mayor suministro de energía que se podría ahorrar o podría representar la posibilidad de tener más usos.
- Para poder presentar alternativas en la definición de los consumos básicos rurales se comparan los siguientes escenarios:
 - Consumo de subsistencia
 - Consumo marco PERS de las encuestas (este corresponde a promedios del universo poblacional)
 - Escenario actual, se toman los usos finales escogidos con las horas de consumo resultantes en las encuestas y las potencias resultantes de las encuestas
 - Escenario moderado, se toman los usos finales escogidos con las horas de consumo resultantes en las encuestas y potencias de equipos eficientes moderadas
 - Escenario eficiente, se toman los usos finales escogidos con las horas de consumo resultantes en las encuestas y potencias de equipos eficientes altas

A continuación, se presenta la comparación del estado actual y de la recomendación para cálculos con equipos eficientes, teniendo en cuenta un escenario muy eficiente y uno un poco más conservador. En esta tabla se puede observar que el cálculo del promedio de consumo está muy por debajo de los tres escenarios analizados (resultado de encuestas, eficiente moderado, eficiente alto), lo cual indica que no todos los usos se están dando simultáneamente.

- Para el cálculo de los usos finales no se tuvieron en cuenta usos finales con participación menor al 50% sin embargo se incluyeron cargas para conexión del celular y un uso adicional de 100 W por 4 horas que permitirá usos como la licuadora, el radio el computador entre otros.
- Es importante notar que en el escenario eficiente se obtienen consumos similares a los promedios obtenidos a partir de las encuestas, pero teniendo más usos finales, es decir uno de los pilares de la eficiencia energética de poder hacer más con el mismo consumo de energía, reforzando nuevamente la importancia de tener equipos eficientes especialmente en refrigeración

Tabla 45 Consumos en diferentes escenarios

Consumo kWh-mes				
Altitud	Promedio Encuestas	Escenario actual	Escenario moderado	Escenario eficiente
0 < A ≤ 500 m.s.n.m	115,6	188,5	138,2	92,6
500 < A ≤ 1000 m.s.n.m	102,3	162,0	120,6	82,1
1000 < A ≤ 2000 m.s.n.m	74,0	126,1	89,2	61,3
A ≥ 2000 m.s.n.m	57,2	106,8	85,5	55,6

Tabla 46 Consumos detallados en diferentes escenarios

Piso Térmico	Uso	Equipo	Cantidad	Horas	Potencia (W)			Consumo (kWh-mes)		
					Escenario actual	Escenario moderado	Escenario eficiente	Escenario actual	Escenario moderado	Escenario eficiente
0<PT≤ 500 m.s.n.m	Iluminación	Bombillos	5	5,69	30	18	11	25,7	15,4	9,4
	Fuerza motriz	Licuada	1	0,28	229	400	400	1,9	3,4	3,4
	Electrónicos	TV	1	6,27	82	50	30	15,5	9,4	5,6
		Celular	1	6,00	0	30	2,4	0,0	5,4	0,4
		Equipo de sonido	1	3,89	74	70	50	8,6	8,2	5,8
	Otro	Toma	1	4,00	0	100	100	0,0	12,0	12,0
	Acondicionamiento de espacio	Ventiladores	1	8,19	86	80	30	21,2	19,7	7,4
	Refrigeración	Nevera	1	Potencia (W)	248	180	180			
				Horas equivalentes	16	12	9	115,6	64,8	48,6
TOTAL								188,5	138,2	92,6
500 <PT≤ 1000 m.s.n.m	Iluminación	Bombillos	5	4,16	35	18	11	21,5	11,2	6,9
	Fuerza motriz	Licuada	1	0,09	185	400	400	0,5	1,0	1,0
	Electrónicos	TV	1	4,12	89	50	30	11,0	6,2	3,7
		Celular	1	6,00	0	30	2,4	0,0	5,4	0,4
		Equipo de sonido	1	2,85	97	70	50	8,3	6,0	4,3
	Otro	Toma	1	4,00	0	100	100	0,0	12,0	12,0
	Acondicionamiento de espacio	Ventiladores	1	5,82	105	80	30	18,4	14,0	5,2
	Refrigeración	Nevera	1	Potencia (W)	219	180	180			
				Horas equivalentes	15,56	12	9	102,3	64,8	48,6
TOTAL								162,0	120,6	82,1

Piso Térmico	Uso	Equipo	Cantidad	Horas	Potencia (W)			Consumo (kWh-mes)		
					Escenario actual	Escenario moderado	Escenario eficiente	Escenario actual	Escenario moderado	Escenario eficiente
1000 <PT≤ 2000 m.s.n.m	Iluminación	Bombillos	5	4,17	32	18	11	20,0	11,3	6,9
	Fuerza motriz	Licuada	1	0,13	198	400	400	0,8	1,5	1,5
	Electrónicos	TV	1	3,75	90	50	30	10,1	5,6	3,4
		Celular	1	6,00	0	50	2,4	0,0	9,0	0,4
		Equipo de sonido	1	3,14	94	70	50	8,8	6,6	4,7
	Otro	Toma	1	4,00	0	100	100	0,0	12,0	12,0
	Acondicionamiento de espacio	Ventiladores	1	3,75	110	0	0	12,4	0,0	0,0
	Refrigeración	Nevera	1	Potencia (W)	247	180	180			
				Horas equivalentes	10	8	6	74,0	43,2	32,4
	TOTAL								126,1	89,2
PT≥ 2000 m.s.n.m	Iluminación	Bombillos	5	3,73	36	18	11	20,4	10,1	6,2
	Fuerza motriz	Licuada	1	0,08	246	400	400	0,6	0,9	0,9
	Electrónicos	TV	1	3,56	99	50	30	10,6	5,3	3,2
		Celular	1	6,00	0	50	2,4	0,0	9,0	0,4
		Equipo de sonido	1	2,50	87	70	50	6,6	5,3	3,8
	Otro	Toma	1	4,00	0	100	100	0,0	12,0	12,0
	Acondicionamiento de espacio	Ventiladores	1	2,38	162	0	0	11,5	0,0	0,0
	Refrigeración	Nevera	1	Potencia (W)	191	180	180			
				Horas equivalentes	10	8	5,4	57,2	43,2	29,2
	TOTAL								106,8	85,8

Anexo 7: Metodología para expansión de redes de distribución

En este Plan se incluyó la optimización de la expansión de la red eléctrica de distribución, modelo desarrollado en Matlab, en éste se corre flujo de carga para que la expansión garantice el árbol de mínimo costo a partir de la matriz que muestra la parte espacial así como la calidad del servicio en cuanto a voltaje y pérdidas.

El costo de la expansión de la red eléctrica de distribución, está conformado por los siguientes elementos:

- a) Costo de inversión en transformación.
- b) Costo de inversión en nivel 3 ó 4, en caso de requerirse.
- c) Costo de inversión en la línea de media tensión (Nivel 2)
- d) Costo de inversión en repotenciación del conductor
- e) Costos de inversión en la red de distribución de baja tensión (Nivel 1) y su correspondiente AOM.
- f) Costo de administración, operación y mantenimiento del nivel 2 y de los niveles 3 o 4, cuando se requiera.

a) Costo de la inversión del nivel de tensión 3

Para la inversión en red de nivel 3 se consideran los costos de las unidades constructivas de las Resolución CREG 097 de 2008 y para este ítem se asumieron, además de las unidades constructivas de transformación, los activos como los módulos de barraje, de línea, de transformador, equipos de medida, conductores subterráneos, sistema de control, entre otros, ver Tabla 47.

Tabla 47. Otras Unidades Constructivas Nivel 3

Unidad Constructiva	Capacidad [MVA]	Costo Instalado 2014 [\$/MVA]
N3T1	0.5	2,568,682,008
	1.0	2,600,856,768
	1.5	2,633,031,527
	2.0	2,665,206,287
	2.5	2,697,381,047
N3T2	3.0	2,715,106,822
	4.0	2,771,991,334
	5.0	2,828,875,847
	6.0	2,885,760,359
N3T3	10.0	3,080,305,054
N3T4	15.0	3,307,579,079
N3T6	25.0	3,715,928,958
N3T7	35.0	4,109,327,122
	45.0	4,520,071,301
	55.0	4,930,815,480
	65.0	5,341,559,659
	75.0	5,752,303,838
	85.0	6,163,048,017
	95.0	6,573,792,196
	105.0	6,984,536,374
	115.0	7,395,280,553

Fuente: Resolución CREG 097/2008 y actualización propia Grupo Cobertura-UPME.

b) Costos de líneas de nivel de tensión 2

La inversión en media tensión corresponde al costo de la Unidad Constructiva –UC- elegida de acuerdo con la demanda y la longitud, según los criterios establecidos en la Tabla 48, por la longitud desde el SITIO a la subestación más cercana.

Tabla 48. Criterios para la elección de la unidad constructiva

Criterio	Nivel de Tensión	Unidad Constructiva
Proyecto Ubicado a una distancia Inferior a 20 km entre 1 y 100 usuarios	2.00	N2L27
Proyecto Ubicado a una distancia Inferior a 20 km mas de 100 usuarios	2.00	N2L28
Proyecto Ubicado a una distancia entre 20 y 40 km y entre 20 y 100 usuarios	2.00	N2L29
Proyecto Ubicado a una distancia entre 20 y 40 km y mas 100 usuarios	2.00	N2L37
Proyecto ubicado a mas de 40 km y mas de 100 usuarios	3.00	N3L13

Fuente Estimaciones UPME, de acuerdo con los resultados del Estudio realizado³.

Una vez se cuenta con la demanda y la oferta, así como la distancia de menor costo entre la subestación y el Sitio, se procede a elegir en cada SITIO la UC que mejor se adapta a dicha necesidad. De acuerdo con los resultados del estudio realizado⁸, en la Tabla 49 se resumen las UC consideradas para el modelo PIEC, las cuales han sido tomadas de la Resolución CREG 097 de 2008 y garantizan la calidad en cuanto al nivel de tensión y el nivel de pérdidas más bajo de los conductores por utilizar.

Se ratifica el supuesto que con líneas de 13,2 kV es técnica y económicamente factible la electrificación de sitios, decisión que también se justifica con los diseños presentados en los proyectos que solicitan financiación de los fondos del sector.

⁸ Documento: Propuesta para Revisión de los Parámetros Técnicos y Económicos Utilizados para la Definición de Alternativas de Prestación del Servicio y Ajustes a la Metodología del PIEC. BRP INGENIEROS SAS. Bogotá diciembre 2012.

Tabla 49. Costos de las Unidades Constructivas para los niveles de tensión 2 y 3

Unidad Constructiva	Descripción	Costo Instalado \$ 2007	Costo instalado \$ 2014
N2L27	Km línea rural-poste de concreto- vano tipo 1-3 hilos (3 fases sin neutro) conductor DN2-1	34,632,000	41,751,959
N2L28	Km línea rural-poste de concreto- vano tipo 1-3 hilos (3 fases sin neutro) conductor DN2-2	37,235,000	44,890,107
N2L29	Km línea rural-poste de concreto- vano tipo 1-3 hilos (3 fases sin neutro) conductor DN2-3	43,320,000	52,226,116
N2L37	Km línea rural-poste de concreto- vano tipo 1-4 hilos (3 fases con neutro) conductor DN2-5	43,985,000	53,027,833
N3L13	Km línea rural circuito sencillo--poste metálico conductor DN3-1	63,709,000	76,806,871

Fuente: Resolución CREG 097/2008 y actualización propia Grupo Cobertura-UPME.

c) Costos de AOM para los niveles de tensión 2 y 3

Corresponde al valor aprobado por la CREG y actualizado por XM para el operador de red de la subestación donde se conectaría el centro poblado, en la Tabla 50 se muestran los valores para cada operador de red.

Tabla 50. % AOM para redes de nivel de tensión 2 y 3

Empresa	AOM de referencia Res.CREG	PAOMR - XM	Empresa	AOM de referencia Res.Creg	PAOMR - XM
CEDENAR	2.71%	2.82%	ELECTROHUILA	2.61%	2.43%
CENS	3.49%	4.19%	EMCALI	3.42%	4.12%
CEO	2.34%	3.04%	EMCARTAGO	3.56%	-
CETSA	2.85%	3.41%*	EMEVASI	1.90%	-
CHEC	2.62%	2.12%	EMPRESA MUNICIPAL	7.28%	-
CODENSA	2.39%	2.54%	EMSA	2.65%	3.35%
DISPAC	3.59%	3.29%	ENELAR	2.60%	2.60%
EBSA	2.33%	2.64%	ENERCA	3.72%	2.93%
EDEQ	3.95%	4.65%	ENERGUAVIARE	4.68%	4.18%
EEBP	2.12%	2.05%	ENERTOLIMA	2.66%	2.98%
EEC	2.86%	2.76%	EPM	2.98%	2.74%
EEPEREIRA	4.82%	3.99%	EPSA	2.71%	3.41%
EEPUTUMAYO	3.95%	4.12%	ESSA	2.86%	2.23%
ELECTRICARIBE	5.72%	4.97%	RUITOQUE	4.14%	-
ELECTROCAQUETA	2.58%	2.26%	* Para CETSA se tomó el PAOMR de EPSA por solicitud de la misma		

Fuente: Resolución CREG y consulta el xx de octubre a XM datos de Diciembre 2015

7.1 MODELO SIG DEL PIEC

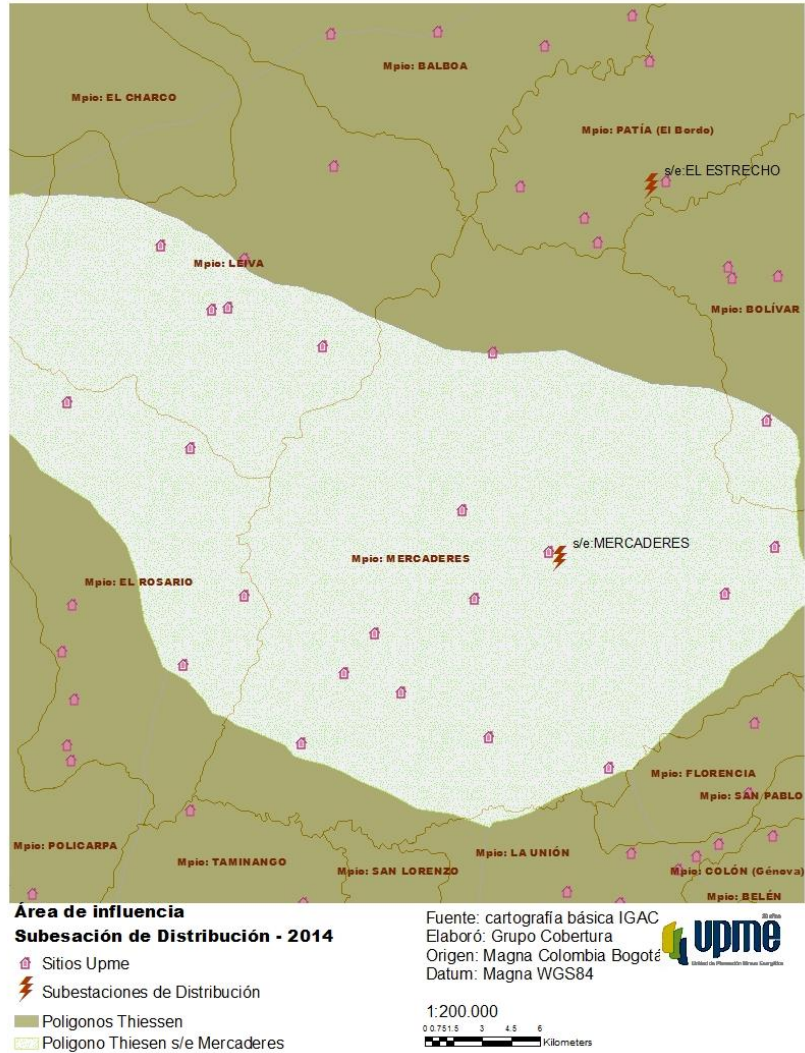
7.1.1 RUTA ÓPTIMA Y COSTO DE INTERCONEXIÓN

7.1.1.1 Área de influencia de las Subestaciones

La UPME desde el año 2005 desarrolló un modelo utilizando los Sistemas de Información Geográfica –SIG- con el objeto de aplicar las bondades del software ArcGis a la planeación de la expansión de los sistemas eléctricos de distribución. Este modelo se ha venido mejorando tanto en la optimización del geoprocetamiento, como en los criterios técnicos de diseño de redes eléctricas de distribución.

La ejecución del modelo inicia con la búsqueda del mínimo costo desde la subestación a cada centro poblado. Para conocer cuál es la subestación más cercana al centro poblado de interés se utiliza la herramienta de optimización de ArcGis (mediante polígonos de Thiessen), considerando los criterios de incremento de costos por las restricciones geográficas, se realiza un procesamiento geográfico para definir el área de servicio de cada subestación que atendería los Sitios de su influencia, como se muestra en la Figura 22.

Figura 22. Área de influencia de las subestaciones

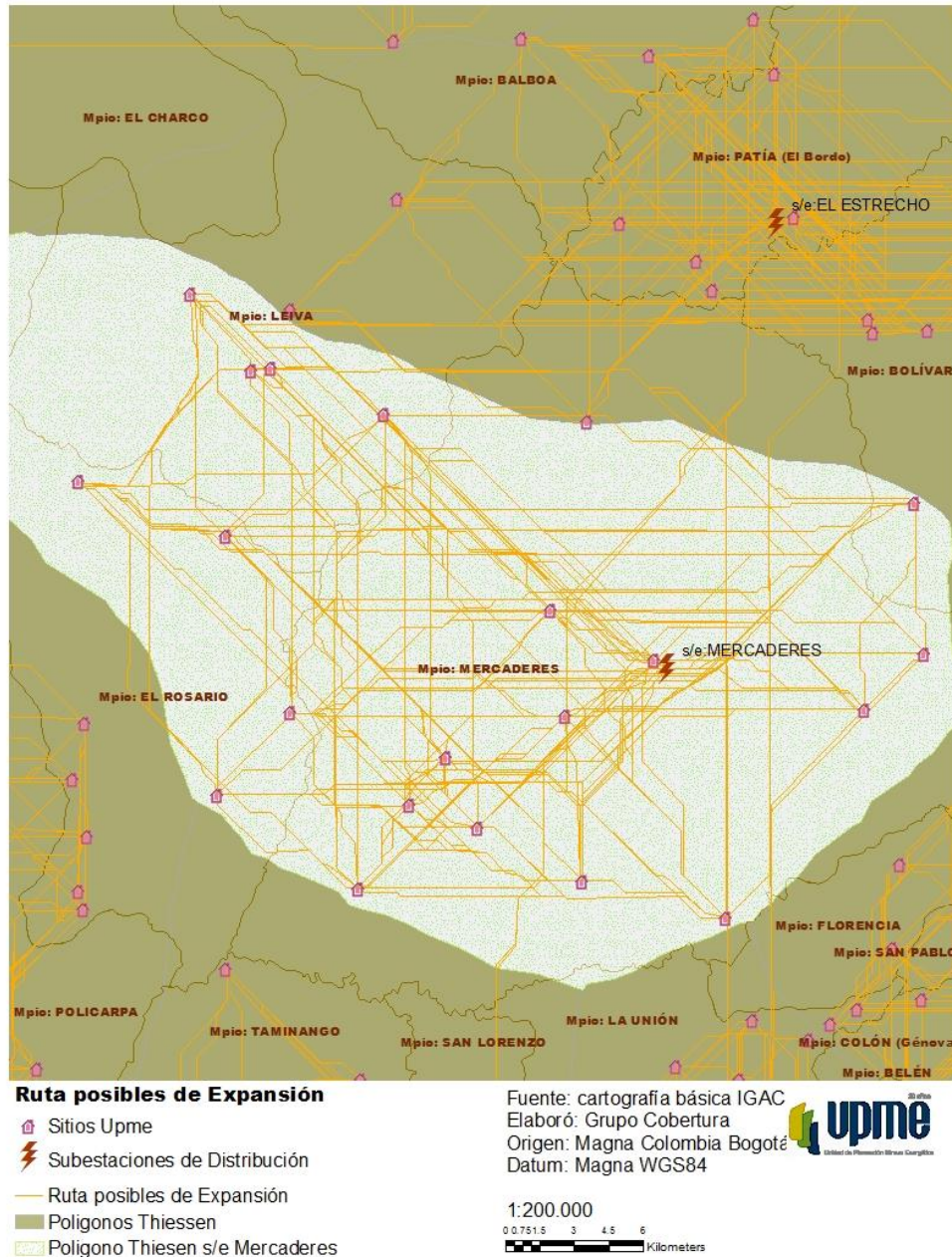


Fuente: Elaboración propia Grupo Cobertura-UPME, octubre 2015

7.1.1.2 Distancia desde cada Sitio a La Subestación

El modelo analiza todas las posibles opciones de conexión (Figura 23 y Figura 24), desde una subestación a todos y cada uno de los SITIOS cercanos a la misma hasta encontrar la ruta de mínimo costo, con las restricciones que se describen a continuación y cumpliendo con los criterios de calidad del servicio, como resultado se obtiene la longitud (en kilómetros) de la ruta óptima, considerando siempre redes radiales.

Figura 23. Posibles opciones de conexión a la subestación cercana.



Fuente: Elaboración propia Grupo Cobertura-UPME, octubre 2015

La conexión de cada SITIO se realiza a partir de las subestaciones con salida de nivel de tensión 34,5kV o 13,2kV teniendo en cuenta su cargabilidad, las restricciones ambientales como el cruce

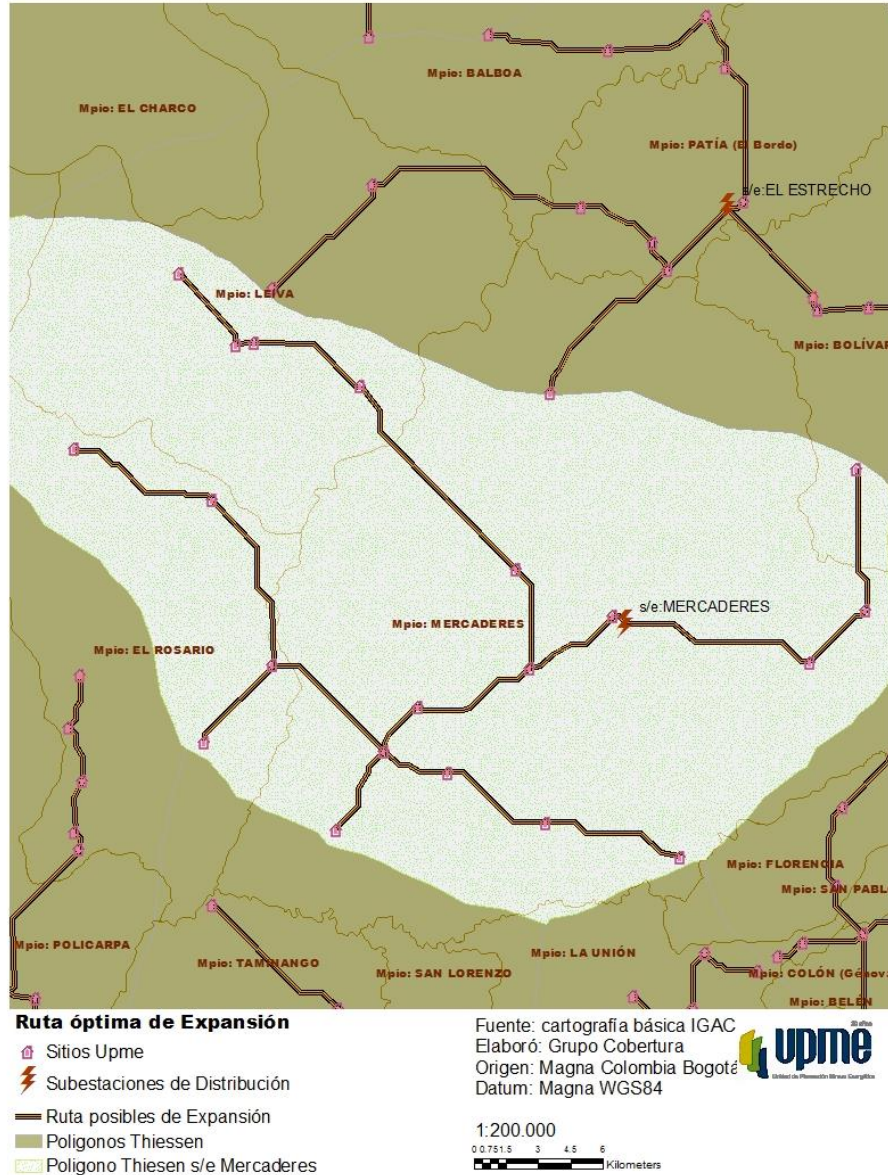
por cuerpos de agua (ríos, lagunas, embalses) y el acceso a los parques naturales, asimismo la cercanía a las vías y las pendientes del terrero del trazado de la red.

Los parques naturales, para el modelo del PIEC, implican áreas con restricción de acceso para el desarrollo de infraestructura de interconexión eléctrica. Las restricciones que tiene la ejecución de un proyecto de expansión de redes, se expresan en mayores costos⁹ por pendiente del terreno, cercanía a vías y ancho de los ríos.

Como resultado de este geoprocesamiento y considerando asimismo la cargabilidad de cada subestación y el acumulado en cada SITIO, se obtiene la longitud (en kilómetros) para cada tramo desde la subestación a cada uno de los SITIOS del área de influencia de ésta, como se muestra en la Figura 24.

⁹ Tomado del documento PIEC 2013-2017 actualizados a precios de 2015.

Figura 24. Ruta óptima - Distancia de cada centro poblado a la subestación



Fuente UPME. Subdirección de Planeación Energética, Grupo Cobertura y Fondos, 2012.

7.2 OPTIMIZACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE REDES CONSIDERANDO CALIDAD

El planeamiento de la expansión del sistema de distribución busca lograr que las empresas de distribución puedan cumplir, en un determinado periodo de tiempo, con la creciente demanda de sus clientes, así como garantizar la máxima cobertura posible del servicio de energía eléctrica a los nuevos centros poblados y usuarios que estén dentro de su área de servicio, garantizando la operación de la red dentro de los estándares de calidad y confiabilidad, y obteniendo el mayor beneficio económico posible [1], [2] y [3].

El objetivo principal del planeamiento es entonces encontrar la expansión de la red, determinando la capacidad, ubicación y el tiempo adecuado para la interconexión o la instalación de nuevos elementos en la red o los requerimientos de aumento de capacidad de los mismos garantizando el menor costo del proyecto bajo las exigencias técnicas, regulatorias y operativas [4].

La literatura propone una clasificación en los métodos de planificación de los sistemas de distribución: modelos estáticos y dinámicos [5]. La planificación estática se da en una sola etapa o en un único instante de tiempo sobre la nueva red, para cubrir necesidades inmediatas en el horizonte de corto plazo; mientras una planificación de la expansión se adopta para planificar la expansión de una red teniendo en cuenta el crecimiento de la carga en los nodos existentes y/o la incorporación de nuevos nodos de demanda.

Una diferencia importante entre la planificación de la expansión en una sola etapa y multietapa, radica en que la demanda de cada consumidor no varía durante el periodo de evaluación y se asume que todas las inversiones se realizan en el mismo instante de tiempo; en cambio una planeación multietapa, es una evaluación en la que la expansión se da etapa por etapa (por periodos de años consecuentes, en la que se considera un horizonte temporal y varias etapas intermedias considerando a lo largo del horizonte un crecimiento de la demanda, brindando un dinamismo en el sistema de distribución de energía eléctrica capaz de suministrar la energía demandada durante el horizonte de planeación sin violar las restricciones técnicas y garantizar la correcta distribución e los recursos [6].

Generalmente el planeamiento se ha solucionado como un problema de una sola función objetivo y de una sola etapa, donde las inversiones y los recursos disponibles son empleados en un solo instante de tiempo, para adecuarse a las necesidades inmediatas de la red, es decir, horizontes de corto plazo, como en ([7], [8]). Gran parte de la inversión total en un sistema de potencia está dedicada al sistema de distribución, pues es en este donde producen los más altos porcentajes en pérdidas de energía, debido al enorme volumen de elementos que lo conforman, la gran extensión de la red y los bajos niveles de tensión que maneja ([3], [9]).

Por lo anterior, dimensionar el sistema de distribución desde el comienzo, en un horizonte de largo plazo, con la capacidad para atender una demanda presentada solo al final del horizonte, resultara demasiado costoso al tener que anticipar grandes inversiones. En el largo plazo, se puede dividir el horizonte en subperiodos y usar una formulación multietapa en la cual los recursos necesarios se distribuyen de acuerdo a la etapa en la que se necesitan ([3], [10], [11]). Sin embargo, si cada etapa se optimiza independientemente, tal que se convierta en el estado inicial de la siguiente, no se considerarían las condiciones futuras de la red a expandir y la expansión o reconfiguración de la red se haría considerando solo fragmentos del sistema, lo que puede resultar en un sistema global más costoso, menos confiable, y con mayores pérdidas.

Por lo anterior, se reconoce que una adecuada planificación de un sistema de distribución permitirá ahorrar costos a los operadores de red, ya que es en el sistema de distribución es donde se realizan la mayor parte de las inversiones y donde ocurren los mayores porcentajes de pérdidas, a causa de la gran extensión de la red y los bajos niveles de tensión. Otra ventaja derivada de una correcta planeación, es que permite alcanzar la satisfacción del cliente, ofreciendo un servicio en el que se mantiene los niveles técnicos de calidad y operación[12].

En nuestro caso, se considera dos objetivos: minimizar el –CU- costo unitario (\$/kWh) y minimizar el valor esperado de la energía no suministrada (ENS), teniendo en cuenta el crecimiento de demanda a lo largo del horizonte de planeamiento. Todo incremento en los costos, por inversión o por aumento de la ENS, significa una disminución de los beneficios de la empresa, cuando se tiene una demanda conocida con un precio de la energía constante. Claramente, estos dos objetivos entran en conflicto, por lo que una estrategia multiobjetivo es necesaria para buscar las mejores soluciones al problema (en el sentido de Pareto).

El termino dinámico se refiere al planeamiento sobre un periodo espacio de tiempo, tal que no se encuentre soluciones de mínimo costo en cada etapa, sino soluciones en las que el costo de las etapas en conjunto sea de mínimo costo, usando variables de decisión dependientes del tiempo, como se propone en (18). Se desarrolla un modelo de planeamiento dinámico multiobjetivo para el diseño o reconfiguración de la red de energía eléctrica, dimensionando los elementos que lo componen. En ([1], [13], [14], [15]) se proponen diferentes métodos de solución. Para este caso hacemos uso del método de programación dinámica, para resolver el problema y de herramientas de teoría de grafos, para determinar la topología óptima de la red, combinándolo con análisis de flujos de carga para incluir las restricciones técnicas del sistema y lograr soluciones factibles además del uso de técnicas metaheurísticas para la selección óptima de calibre de conductores del sistema. El modelo desarrollado se denominara como PESD-UPME.

Dado lo anterior, el modelo determinara, según el costo de la energía (\$/kWh) de cada Sitio y en cada etapa, si éste será interconectable o no la red, realizando una comparación sobre el valor de la energía anual con el de otras alternativas de electrificación por ejemplo plantas diésel o sistemas de energía con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

El modelo desarrollado se apoya en el modelo SIG del PIEC, que permite administrar, almacenar y calcular la información necesaria para llevar acabo el planeamiento de la expansión de la cobertura a nivel nacional. Uno de los componentes del modelo SIG-PIEC se enfoca en realizar los procesamientos y cálculos necesarios para determinar el área de influencia de las subestaciones, determinar la matriz de sobrecostos de las posibles conexiones entre sitios basados en las restricciones geográficas y físicas, presentes en la zona como son: parques naturales, ríos, relieve y vías terrestres de comunicación. A partir de esta información el modelo SIG determina una primera ruta óptima geográfica, la cual es el resultado de la optimización de la ruta geográfica, bajo las restricciones físicas y geográficas.

7.2.1 Metodología de planeamiento de expansión de los sistemas de distribución de Energía Eléctrica

a) Dinamismo del modelo

El dinamismo del problema se considera cuando el horizonte de planeamiento (T) se divide en un t número de etapas, en el que cada una representa un estado de la red de energía eléctrica. El cuanto a configuración, topología, elementos instalados, carga y capacidad. El modelo para cada etapa busca determinar las condiciones óptimas de expansión de la red, que cumpla con los requerimientos de suministro de energía, junto con el correcto dimensionamiento y ubicación de los elementos, como son: conductores de media tensión, transformadores de baja tensión, etc. Lo anterior implica la minimización del valor presente del costo de inversión ([3], [6], [16]).

b) Consideraciones del planeamiento

Redes radiales: para este planeamiento se consideran dos clases de nodos: Nodos de demanda, corresponde a los nodos con carga instalada y los Nodos de subestaciones, donde se originan los circuitos de distribución [3].

Dado que los nodos de demanda aparecen en distintos periodos de tiempo, se manejan dos clases de conjuntos de nodos: el primero que corresponde a los nodos activos $N_{on}(t)$ y/o existentes al iniciar el periodo t , y los nuevos nodos de demanda candidatos a conectarse; mientras que el segundo contiene los nodos que continúan inactivos hasta la etapa (t) , $N_{off}(t)$. Con respecto a los tramos de red, se tiene de igual modo dos conjuntos $Trx_{on}(t)$ y $Trx_{off}(t)$, el primero le corresponde los tramos activos y existentes en la etapa (t) , además de los tramos propuestos para conectar los nodos activos en la etapa (t) , del conjunto $N_{on}(t)$, mientras que el segundo mantiene los tramos inactivos hasta la próxima etapa $t + 1$. Un ultimo conjunto $SE(t)$, representa un catálogo de posibles capacidades de subestaciones en la cual se puede repotenciar la subestación activa S_i , de la cual parte la red expandida. En la etapa inicial t_0 , los conjuntos $N_{on}(t_0)$ y $Trx_{on}(t_0)$, contienen la información inicial sobre la topología de la red [3].

Para mantener la radialidad de la red de expansión, se utiliza la teoría de grafos, usando árboles de expansión mínima, con los cuales se logran grafos conexos y sin ciclos [3], [12], [17], [18]. Como condición del planeamiento, cada nodo de demanda o sitio UPME, se conecta a una sola Subestación y no hay tramos de red que permitan la formación de mallas.

Otra condición que el modelo usa para asegurar que los elementos estén conectados y por lo tanto se cumpla con el balance de flujo de potencia en los nodos del sistema [3].

$$P_{i,t}^{red} + \sum_{ij \in Trx_{on}(t)} f_{ij,t} - \sum_{ij \in Trx_{on}(t)} f_{ji,t} = P_{i,t}^D$$

Donde

$P_{i,t}^{red}$, es la potencia activa entregada por el nodo o sitio UPME i , en la etapa t , por la red. $f_{ij,t}$

$f_{ji,t}$, es el flujo de potencia activa entre los nodos i y j en la etapa t .

$P_{i,t}^D$, es la potencia demandada en el nodo i en la etapa t .

Nivel de tensión: El modelo dependiendo de las características de la subestación y los requerimientos de la carga se realizarán simulaciones de flujo de carga de redes primarias de distribución de energía entre $1kV$ y $34.5kV$.

c) Consideraciones de la demanda

El planeamiento de expansión del sistema de distribución de energía eléctrica se desarrolla bajo la condición de demanda máxima, de tal forma que la red pueda entregar la potencia máxima demanda en cualquier instante dentro del horizonte de planeamiento [19]. Para el desarrollo del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura, se propone el uso de una proyección de demanda que se basa en una tasa de crecimiento anual constante σ . [3], [20].

$$D_{i,t}^{Sitio} = D_{i,t-1}^{Sitio} \cdot (1 + \sigma)^{DEt}$$

La anterior ecuación representa la expectativa del planeador sobre los valores posibles de demanda máxima y se calcula a partir de la demanda máxima de la etapa pasada ($t - 1$), para cada nodo i .

7.2.1.1 Formulación del problema de optimización

Para solucionar el problema de expansión de redes de distribución se consideran dos funciones objetivo a minimizar con el fin de obtener la topología óptima de red y garantizar el mayor cubrimiento de energía eléctrica.

Función Objetivo 1: Costo medio de la energía

Dado que uno de los objetivos del PIEC es determinar una alternativa energética ajustada a los requerimientos de demanda, el modelo compara el costo unitario de la expansión de la red versus el costo unitario de energización con otras fuentes de energías, ya sean convencionales como la generación con diésel, como con energías renovables.

Por lo anterior, se pretende calcular del costo unitario que se basa en los trabajos de [3], [15] los cuales proponen una comparación enfocada en el costo por [kWh] para un mismo proyecto, con diferentes alternativas de expansión seleccionadas.

El costo de operación y expansión del sistema de distribución C_{io} es valorado considerando los costos asociados a la adquisición, instalación y mantenimiento de todos los elementos requeridos para redes de media y baja tensión que intervienen a lo largo del horizonte de

planeación. El costo total de inversión se determina por las decisiones que se toman en cada una de las etapas consideradas en el horizonte de planeación.

Las variables de decisión que se toman para el problema son:

- (i) instalación de un tramo de línea entre dos nodos (i, j) con una clase de conductor c en la etapa t , $Xc_{ij,c,t}$;
- (ii) repotenciación del tramo de línea $(i; j)$ con un conductor calibre c en la etapa t , $Xrl_{ij,c,t}$;
- (iii) la repotenciación de la capacidad de la subestación i a una capacidad b en la etapa t , $Xrse_{i,b,t}$.

El modelo calcula los costos asociados de instalación de los elementos de baja tensión, a los nodos i , que son posibles candidatos a conectarse a la red, en la etapa t . Dentro de los costos en baja tensión se relacionan: medidores, postes, conductor de baja tensión y transformadores, que se deben instalarse según el número de viviendas sin servicio que el nodo i y que debe estar activo en la etapa t , $VSS_{i,t}$.

Basados en estas decisiones, la función objetivo $f_1(x)$ se constituye como el costo anual equivalente de la energía entregada por la red COE , la cual contiene el costo de operación y expansión sobre la demanda total de energía del sistema,

$$COE = G + Tr + D + \frac{CIO}{\sum_{t=1}^T (Ed_t + Ep_t)}$$

Donde Ed_t y Ep_t son la energía anual equivalente demandada y las pérdidas de energía anual equivalente del sistema de distribución, respectivamente, D y Tr son los cargos por uso de la red de transmisión y distribución, mientras que G es el costo de generación de energía proveniente de la red principal.

Los componentes de CIO se muestran a continuación, destacando el costo promedio de expansión C_{EXP} , el costo promedio de repotenciación de subestaciones C_{SE} y el costo promedio de los elementos para red de baja tensión (N1) C_{N1} .

$$CIO = C_{EXP} + C_{SE} + C_{N1}$$

$$C_{EXP} = \sum_{t=1}^T C_{Cond,t} \cdot Xc_{ij,c,t} + \sum_{t=1}^T C_{RL,t} \cdot Xrl_{ij,c,t}$$

$$C_{SE} = \sum_{t=1}^T C_{RS,t} \cdot S_i(Xrse_{i,b,t})$$

$$C_{N1} = \sum_{t=1}^T (C_P + C_M + C_{CB}) \cdot VSS_{i,t} + C_{Trafo}(Pn_{i,t})$$

donde el costo anual de instalar nuevas tramos es $C_{cond,t}$ (\$/km) y esta determinado también por la distancia entre los nodos (i, j) , el costo anual de repotenciar tramos $C_{RL,t}$ (\$/km), el costo anual de repotenciar subestaciones $C_{RS,t}$ (\$/MVA), para baja tensión se tiene en cuenta, el costo anual de instalación de postes C_P , que medidores C_M , conductor de baja tensión C_{CB} , y el costo del transformador para baja tensión C_{Trafo} , que está en función de la potencia instalada en el nodo $i, Pn_{i,t}$.

Función Objetivo 2: Energía No Suministrada

La minimización del segundo objetivo se encarga de evaluar la confiabilidad del suministro de energía a través de la red y se calcula como la suma del valor esperado de la energía no suministrada a cada uno de los nodos de demanda del sistema [3], [6]. La importancia de esta función es encontrar una topología y sus componentes que ayuden a reducir la indisponibilidad de los nodos y garantizar el máximo tiempo de conexión al usuario.

Se considera los siguientes parámetros para analizar la confiabilidad:

- Tasa promedio de falla de una línea activa y el tiempo promedio anual de salida, ambos evaluados en la etapa t . Se define la tasa promedio de falla (falla/año) como: la frecuencia de fallo de una línea $\lambda_{ij,c}$ en el tramo red (i, j) , según el tipo de conductor instalado c , siendo la frecuencia proporcional a la longitud de la línea. $\lambda_{ij} = \lambda c \cdot l_{ij}$ donde λc es la tasa promedio de fallas por unidad de longitud (fallas/km/año) de una línea con un conductor tipo c instalado y l_{ij} es la longitud en (km) de la línea entre el nodo i y j .
- El tiempo promedio anual de salida (horas/año), se define como el tiempo promedio que toma la reparación de una línea en el tramo de red (i, j) con un conductor tipo c . Para este parámetro se tiene en cuenta el tiempo promedio de reparación de una línea en el tramo de red (i, j) con un conductor tipo c , determinado como $r_{ij,c}$ (horas/falla).

$$d_{ij} = \lambda_{ij} \cdot r_{ij}$$

Por lo tanto, la energía no suministrada (ENS) para el sistema en la etapa t se encuentra con la demanda de potencia del sistema en cada nodo i , en la etapa t ,

$$f_2(x) = ENS_t = \sum_{t=1}^T (f_c \cdot Dm_{i,t} \cdot d_{ij}) \cdot De_t$$

donde De_t es la duración en años de la etapa t . f_c , es el factor de carga y $Dm_{i,t}$ es la demanda del nodo i , en la etapa t .

La ENS anualizada para el horizonte de planeamiento de calcula como:

$$ENS = \sum_{t=1}^T ENS_t \cdot \frac{d(d+1)^H}{(d+1)^H - 1}$$

donde d , es la tasa de anualización y H , es el total de años en el horizonte de planeación.

Restricciones del problema de optimización

Nivel de voltaje en los nodos: Se busca que cada nodo i que este activo en la etapa t , su voltaje se mantenga cerca al rango nominal. Los límites en el perfil de voltaje están definidos en las normas de regulación.

$$V_{i,t}^{min} \leq V_{i,t} \leq V_{i,t}^{max} \quad \forall i \in N_{on}(t)$$

Límites de flujo de corriente en los tramos: se debe respetar la capacidad de corriente de los conductores para no generar pérdidas, si se incumple la restricción el modelo busca la unidad constructiva que mejor se adecue al calibre del conductor del tramo anterior. Se tiene establecido un porcentaje de cargabilidad del 75 %.

$$I_{ij,c,t} \leq I_{ij,c,t}^{max} \quad \forall (i,j) \in Trx_{on}(t), \forall c \in C$$

Balance de potencia y suministro: se presentan las ecuaciones de balance nodal, con las cuales se verifica el cumplimiento en el flujo de carga.

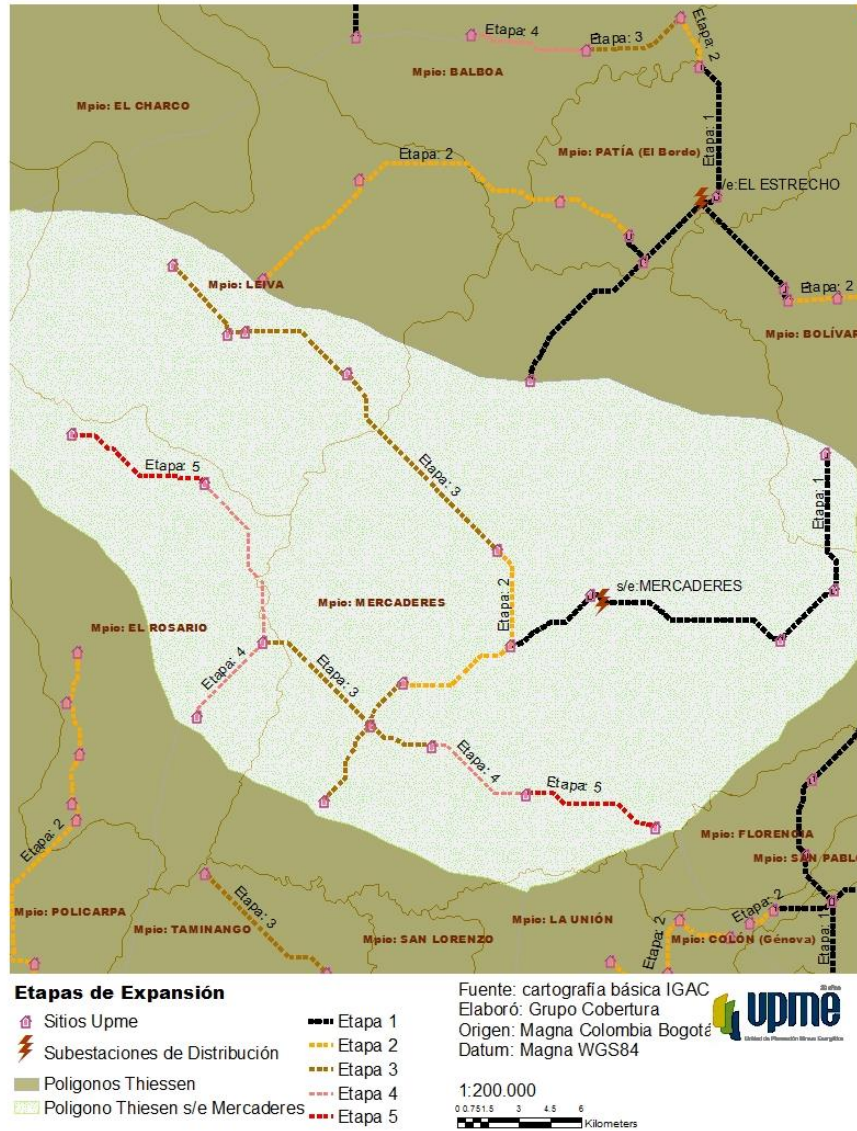
$$P_{i,t}^{red} + \sum_{ij \in Trx_{on}(t)} f_{ij,t} - \sum_{ij \in Trx_{on}(t)} f_{ji,t} = P_{i,t}^D$$

Restricción de capacidad: se asegura que no se presenten sobrecargas en las subestaciones. Si la demanda es superior a la capacidad de la subestación, se toma una decisión de incrementar la capacidad de la subestación, de tal forma que la variable $Xrse_{i,b,t}$, toma valor de uno y hace un incremento progresivo de capacidad hasta que satisface la restricción.

$$S_{i,t} \leq S_{i,t}^{max} \quad \forall i \in SE$$

Asignación de etapas de planeamiento a los sitios: el modelo SIG asigna a una etapa de planeamiento a los diferentes sitios UPME que están dentro del área de influencia de la subestación. Para esto, se utiliza una metodología que se encarga de ordenar cada uno de los sitios UPME, dependiendo de su ubicación geográfica, cercanía a la subestación y requerimientos de energía. De este modo se identificara que lo nodos cercanos a la subestación se ubican en etapas iniciales así como nodos con grandes demandas de energía tendrán prioridad, los nodos más alejados de la subestación ocuparan las últimas etapas.

Figura 25. Distribución de etapas



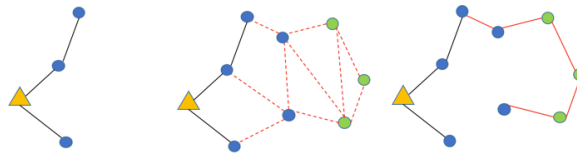
Fuente: elaboración propia Grupo Cobertura-UPME, octubre 2015

7.2.1.3 Metodología de solución del problema

a) Algoritmo DJP

La red de expansión se representa como una matriz de adyacencia de $n \times n$ elementos, donde cada fila o columna representa los vértices del grafo o los nodos de la red de expansión. Para este caso se usa el algoritmo de DJP, en el que las aristas o tramos de red, que se consideran para ser agregadas al árbol de expansión son aquellas que inciden en nodo que ya pertenecen al árbol, lo cual permite trabajar con la red de expansión de varias etapas, puesto que se usa la topología que resulta de etapas anteriores [6], [21].

Figura 26. Expansión con algoritmo DJP



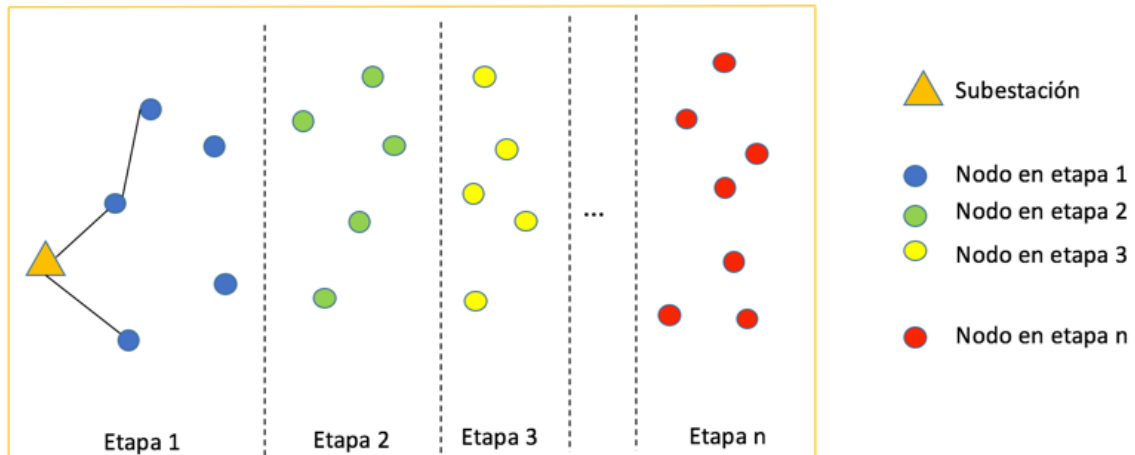
Fuente: elaboración propia Grupo Cobertura-UPME, octubre 2015

En la figura anterior, el diagrama de la izquierda representa un estado inicial, el diagrama del centro ilustra las alternativas de expansión en la siguiente etapa, en el último diagrama se considera los nodos que el algoritmo ha determinado conectar al grafo que no se hallaban conectados y que minimizan los pesos totales del grafo, siendo esta la solución del algoritmo.

b) Método de programación dinámica

Se utiliza programación dinámica para hallar la topología de red óptima o árbol de expansión mínima. Primero la programación dinámica descompone un problema de decisión en múltiples etapas o varios subproblemas de superposición [6] de esta forma el área de influencia de la subestación se dividirá en etapas, cada etapa contendrá un determinado número de nodos a interconectar durante la etapa t .

Figura 27. Árbol de expansión



Fuente: elaboración propia Grupo Cobertura-UPME, octubre 2015

Cada etapa representa un subproblema, se resuelven todos los subproblemas de forma continua, donde las etapas anteriores sirven de base para la etapa siguiente, este es el principio de dinamismo, en el cual se puede hallar una solución óptima si esta es el resultado de todas las soluciones óptimas de sus subproblemas [22]. Una vez determinadas la etapas, el método considera dos conjuntos α y β , α representa los nodos previos o que se encuentran conectados, para el caso en que no se cuente con una red existente el modelo creara a partir de la subestación una red parcial para la etapa inicial t_0 ; β es el conjunto de los nodos activos en la etapa $t + 1$, a los cuáles α busca conectarse.

Para realizar la interconexión se toma cada elemento de α y se busca en β los nodos más próximos a cada elemento de α , esto genera otro conjunto denominado φ , este contendrá las diferentes combinaciones de conexiones entre elementos de α y β , el método comienza a evaluar cada combinación de φ en cada función objetivo $f_1(x)$ y $f_2(x)$. Se conectarán los tramos que minimicen la función ponderada de ambos objetivos [6], [23],

$$CT = \omega_1 \cdot f_1(x) + \omega_2 \cdot f_2(x)$$

La anterior ecuación determina la importancia relativa de los respectivos objetivos, para el caso PIEC se considera primero las soluciones de menor costo de energía [\$/KWh], que representan costo de instalación y AOM menores. Finalmente, cuando un nodo se añade a la red, se convierte en parte de la red parcial, saliendo del conjunto β y no se vuelve a considerar para ser añadido de nuevo a la red. Así no existe la probabilidad de que se viole la restricción de radialidad de la red en la cual no pueden existir mallas o bucles [6], [24] 7.

c) Método de selección de Unidades Constructivas óptimas

Para la planeación de la expansión es de gran importancia determinar el tipo y capacidad de los conductores que se van a utilizar en el sistema, lo cual indica las inversiones necesarias a lo largo del horizonte de planeación y cuándo se deben realizar, así, una correcta selección de los conductores mejora el dimensionamiento de los elementos a instalar o repotenciar, reduciendo las pérdidas de energía del sistema y garantizando los niveles de tensión.

Por lo tanto, se diseñó un método basado técnicas metaheurísticas como es el algoritmo Particle Swarm Optimization (PSO) [20]; éste se utiliza para determinar el conjunto de conductores que minimice la función objetivo $f_1(x)$. Dicho proceso se ejecuta durante la expansión de la red; porque a medida que se añaden nodos a la red se tiene más exigencia de potencia para satisfacer la demanda creciente, esto causa que en algunos tramos la capacidad de la línea instalada o por instalar no sea suficiente para sostener los requerimientos de energía, generando pérdidas y violaciones en la restricciones sobre el nivel de tensión y capacidad de corriente de los conductores instalados. Lo anterior implica que en las líneas existentes haya que repotenciar los conductores.

El uso de técnicas metaheurísticas en este tipo de aplicaciones son eficientes para encontrar la respuesta óptima sin estancarse en óptimos locales, debido al gran número de combinaciones posibles que se maneja, como resultado se obtiene un conjunto que minimice los costos de instalación y AOM, garantizando el cumplimiento de las restricciones con tiempos de procesamiento eficientes.

d) Reducción del espacio de búsqueda

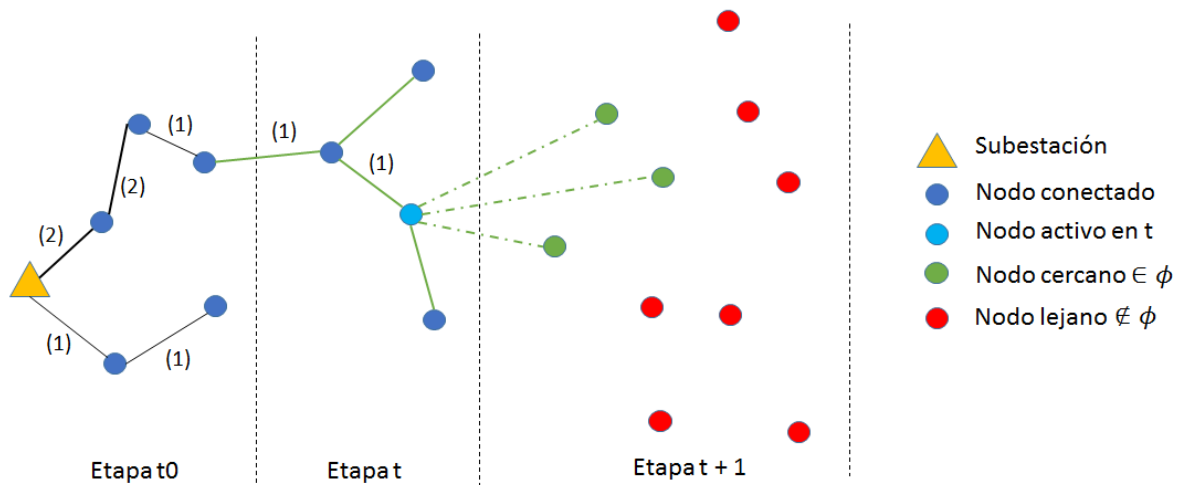
La alta dispersión que presentan los centros poblados en las áreas rurales es un factor que incide directamente dentro de la planeación debido a los altos costos que implica la instalación de líneas de distribución.

El proceso de expansión de la red considera dos conjuntos de nodos α y β , α representa los que se encuentran conectados, β es el conjunto de los nodos activos en la etapa t , a los cuáles se busca conectar. La metodología de solución crea un tercer conjunto a partir de β denominado como θ , este conjunto contiene los nodos más cercanos al nodo de referencia, a partir del cual se intenta conectar los demás nodos del conjunto. Las ventajas de implementar este algoritmo radica en la reducción de evaluaciones que el modelo debe realizar, de esta forma no se tiene en cuenta conexiones demasiado lejanas que tienden a ser no factibles, esto reduce el tiempo de ejecución.

En la Figura 28, se muestra un ejemplo ilustrativo de las funciones del algoritmo implementado. El nodo de color magenta (nodo de referencia) representa un nodo activo en el la etapa t de planeamiento; el algoritmo busca los nodos más cercanos que estén activos en la etapa $t + 1$ (nodos de color verde) y que pertenecen al subconjunto, el algoritmo usa el método de triangulación y la función “knnsearch” [3] para encontrar los puntos más cercanos basados en las coordenadas y pesos de referencia (distancia real de cada nodo) que de cada nodo

perteneciente al conjunto; los nodos de color rojo se consideran fuera de la vecindad debido a que están más alejados del nodo de referencia.

Figura 28. Ejemplo ilustrativo para hallar los nodos cercanos a un nodo de referencia



Fuente: elaboración propia Grupo Cobertura-UPME, octubre 2015

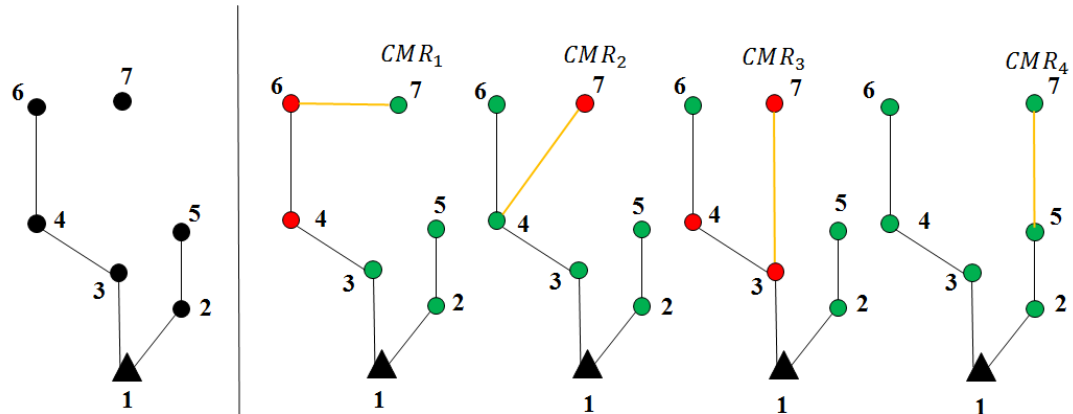
Comparación con otras alternativas de energización en cada sitio

El modelo PESD-UPME, se basa en la minimización del costo medio de la red para realizar la expansión, de tal forma que el modelo evalúa los posibles puntos a conectarse y selecciona aquel que respete las restricciones del problema, sean técnicos y/o económicos. Por lo tanto, el modelo evalúa el costo unitario de la energía (CU) por interconexión, resultante de la expansión en cada uno de los sitios que se están evaluando con otras alternativas de expansión ya sean FNCE o generación por diésel, existentes en el plan, de este modo se determinan las zonas interconectables y no interconectables.

En la Figura 29, se describe el proceso de expansión, en la que por cada opción a expandir (nodo) se tiene una topología única y por lo tanto un costo medio de red (\$/kWh), dedicados a esa topología en especial. Por lo tanto, el modelo intentara encontrar una topología en la que se interconecte el mayor número de nodos al mínimo costo medio de red posible.

Este proceso se definió como una restricción de conexión y se maneja como una restricción económica, en la que se penaliza la función objetivo en el número de veces que en una topología encuentre Sitios UPME no interconectable(s) (puntos en rojo). Lo anterior ocurrirá cuando el $Cu_{Interconexión} > CU$ otra alternativa. Un ejemplo se esto ocurre en la topología (Figura 29) con CMR_4 , donde es la mejor alternativa para continuar con el proceso de expansión, ya que tiene más nodos interconectados.

Figura 29. Proceso de expansión de la red y evaluación de la restricción de interconexión



Fuente: elaboración propia Grupo Cobertura-UPME, octubre 2015

Si el sitio no es interconectable en la etapa (t), dicho sitio(s) serán trasladado(s) a la etapa siguiente ($t + 1$) para ser evaluado(s). Al final el modelo enlistará los que no sean interconectables en determinada etapa. Cabe mencionar también que bajo esta restricción si se quiere completar los 5 años de evaluación debe por lo menos existir un punto por etapa para conectar a la red.

Bibliografía

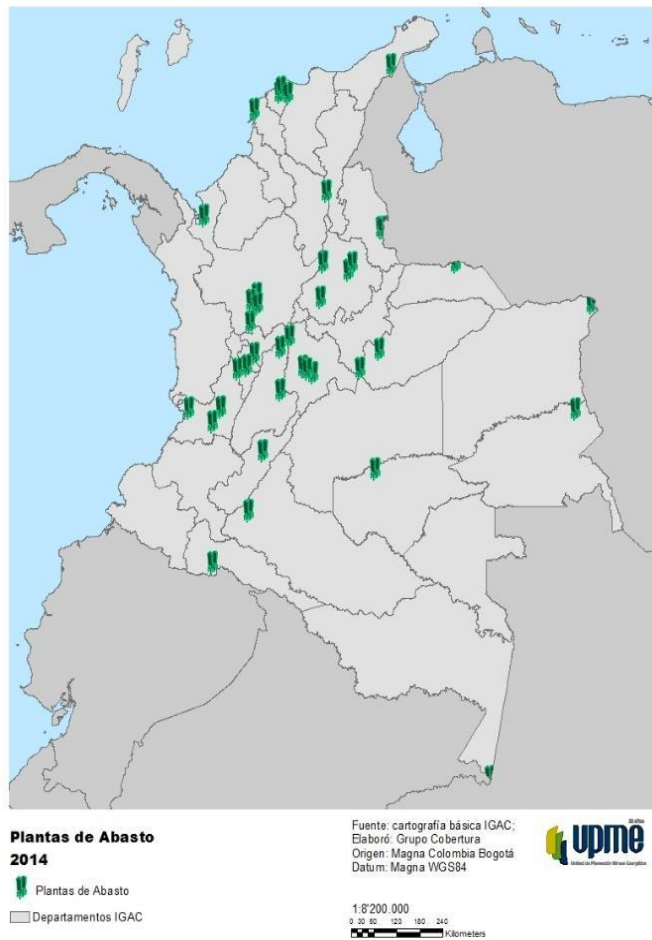
- [1] C. Zhang, Y. Ding, Q. Wu, Q. Wang, and J. stergaard, "Distribution Network Expansion Planning Based on Multi-objective PSO Algorithm," *Energy and Power Engineering*, vol. 5, no. 4, pp. 975–979, 2013.
- [2] R. C. Lotero, J. Contreras, and S. Member, "Distribution System Planning With Reliability," vol. 26, no. 4, pp. 2552–2562, 2011.
- [3] J. L. Morillo, J. F. Pérez, and A. I. Cadena, "Dynamic multi-objective planning for distribution systems with distributed generation.," *ISGT Europe*, pp. 1–5, 2013.
- [4] M. Gitizadeh, A. A. Vahed, and J. Aghaei, "Multistage distribution system expansion planning considering distributed generation using hybrid evolutionary algorithms," *Applied Energy*, vol. 101, pp. 655–666, Jan. 2013.
- [5] I. J. Ram, J. L. Bernal-agus, L. M. Barbosa-proen, V. Miranda, and L. Rioja, "MULTIOBJECTIVE PLANNING OF POWER DISTRIBUTION SYSTEMS USING EVOLUTIONARY ALGORITHMS," no. 1, pp. 3–6.
- [6] S. Ganguly, N. C. Sahoo, and D. Das, "Mono-and multi-objective planning of electrical distribution networks using particle swarm optimization," *Applied Soft Computing*, vol. 11, no. 2, pp. 2391–2405, 2011.
- [7] J. L. Bernal-Agustín, R. Dufo-López, F. Mendoza, and J. A. Domínguez-Navarro, "Multi-Layer Methodology Applied to Multi-period and Multi-Objective Design of Power Distribution Systems," in *Electrical Engineering and Control*, vol. 98, no. 126, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2011, pp. 1011–1018.
- [8] J. L. Bernal-Agustin and I. J. Ramirez-Rosado, "Reliability and Costs Optimization for Distribution Networks Expansion Using an Evolutionary Algorithm," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 21, no. 4, pp. 70–70, 2001.
- [9] H. Seifi and M. S. Sepasian, "Electric Power System Planning," 2011.
- [10] V. Miranda, J. V. Ranito, and L. M. Proenca, "GENETIC ALGORITHMS IN OPTIMAL MULTISTAGE DISTRIBUTION NETWORK PLANNING," *IEEE Transactions on Power*, vol. 9, no. 4, pp. 1927–1933, 1994.
- [11] J. V. Revelo, A. Angela, I. E. S. Cadena, and J. Benavides, "Modelo de optimización multiobjetivo para la planeación de la expansión de sistemas de distribución en Zonas Interconectables," 2014.
- [12] G. J. Salis and A. S. Safigianni, "Long-term optimization of radial primary distribution networks by conductor replacements," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 21, no. 5, pp. 349–355, Jun. 1999.

- [13] H. Mori and Y. Yamada, "An Efficient Multi-objective Meta-heuristic Method for Distribution Network Expansion Planning," *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, vol. 2, pp. 374–379, 2007.
- [14] C. L. T. Borges and V. F. Martins, "Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and Distributed Generation uncertainties," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 36, no. 1, pp. 107–116, Mar. 2012.
- [15] S. A. C. Ganguly, N. C. A. B. Sahoo, and D. A. Das, "Multi-objective planning of electrical distribution systems using dynamic programming," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 46, no. 1, pp. 65–78, 2013.
- [16] F. Mendoza, J. E. L. Bernal-agustín, and J. E. A. Domínguez-navarro, "NSGA and SPEA Applied to Multiobjective Design of Power Distribution Systems," vol. 21, no. 4, pp. 1938–1945, 2006.
- [17] H. Saboori, R. Hemmati, and V. Abbasi, "Multistage distribution network expansion planning considering the emerging energy storage systems," *Energy Conversion and Management*, vol. 105, no. C, pp. 938–945, Nov. 2015.
- [18] M. Vaziri, K. Tomsovic, and A. Bose, "A Directed Graph Formulation of the Multistage," vol. 19, no. 3, pp. 1335–1341, 2004.
- [19] S. Ramírez Castaño, *Redes de distribución de energía*, 2009 ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2009.
- [20] S. Sivanagaraju and J. V. Rao, "Optimal conductor selection in radial distribution system using discrete particle swarm optimization," *World Journal of Modelling and*, vol. 5, no. 2, pp. 96–104, 2009.
- [21] J. E. L. Morillo Carrillo, "Planeamiento dinámico multiobjetivo de sistemas de distribución con generación distribuida," Universidad de los Andes, 2013.
- [22] Stuart E. Dreyfus and A. M., *The Art and Theory of Dynamic Programming*, 130 ed. Elsevier Inc., 1977.
- [23] E.G. Carrano, L. A. E. Soares, R. H. C. Takahashi, R. R. Saldanha, and O. M. Neto, "Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 21, no. 2, pp. 995–1005, 2006.
- [24] H. Mori and Y. Yamada, "An Efficient Multi-objective Meta-heuristic Method for Distribution Network Expansion Planning," *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, vol. 2, pp. 374–379, 2007.

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

Para estimar el costo del combustible, se tomó como base la información de los precios de referencia de ACPM en las principales ciudades del país (Barranquilla, Bogotá, Bucaramanga, Cali, Cartagena, Medellín, Neiva, Pereira, Popayán, Santa Marta, Tunja, Valledupar, Villavicencio, Manizales, Armenia, Ibagué, Sincelejo) a diciembre de 2014, publicado en <http://www.sipg.gov.co/Sipg/Inicio/SectorHidrocarburos/Precios/PreciosCiudades/tabid/113/!language/es-CO/Default.aspx?PageContentID=69>, el cual fue calculado por la subdirección de Hidrocarburos de la Unidad con base en la resolución 91349 del 28 de noviembre 2014 y a la información publicada en la página de Ecopetrol: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/precios/precios-vigentes/combustibles-y-zonas-de-frontera>.

Figura 30. Mapa plantas de abasto.



Fuente: SICOM, elaboración propia Grupo Cobertura-UPME, octubre 2015

De otra parte, para la estimación del costo de transporte de combustible a cada una de las 20.185 Sitios se tomó como base las siguientes fuentes:

- 1- La estructura de costos de combustible referida en la **Tabla 51. Estructura de precios de combustible. Tabla 51 y**

Tabla 51. Estructura de precios de combustible.

PRECIOS DE REFERENCIA ACPM EN ALGUNAS CIUDADES DEL PAÍS [\$/Galón]										
diciembre-15										
PORCENTAJE DE MEZCLA POR CIUDAD	BARRANQUILLA 10%	BOGOTÁ 8%	BUCARAMANGA 10%	CALI 10%	CARTAGENA 10%	MEDELLÍN 10%	NEIVA 10%	PEREIRA 10%	POPAYAN 10%	SANTA MARTA 10%
INGRESO AL PRODUCTOR	4,781.37	4,652.95	4,781.37	4,781.37	4,781.37	4,781.37	4,781.37	4,781.37	4,781.37	4,781.37
IMPUESTO NACIONAL	1,022.96	1,045.69	1,022.96	1,022.96	1,022.96	1,022.96	1,022.96	1,022.96	1,022.96	1,022.96
TARIFA MARCACIÓN	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02
TARIFA DE TRANSPORTE POLIDUCTOS	97.49	347.23	135.77	373.05	66.54	292.20	365.84	332.63	373.05	97.49
TRANSPORTE BIOCOMBUSTIBLE	30.52	25.52	43.26	81.30	35.36	75.39	59.20	78.82	81.30	30.52
MARGEN PLAN DE CONTINUIDAD	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51
PRECIO MAXIMO DE VENTA DISTRIBUIDOR MAYORISTA	6,010.88	6,149.93	6,061.89	6,337.21	5,984.77	6,250.46	6,307.91	6,294.31	6,337.21	6,010.88
MARGEN DISTRIBUIDOR MAYORISTA	341.54	341.54	341.54	341.54	341.54	341.54	341.54	341.54	341.54	341.54
SOBRETASA	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48
PRECIO MAXIMO DE VENTA PLANTA DE ABASTO	6,653.90	6,792.95	6,704.91	6,980.23	6,627.79	6,893.48	6,950.93	6,937.33	6,980.23	6,653.90
MARGEN DISTRIBUIDOR MINORISTA	625.61	625.61	625.61	625.61	625.61	625.61	625.61	625.61	625.61	625.61
TRANSPORTE PLANTA DE ABASTO A ESTACIÓN DE SERV	50.53	50.53	50.53	50.53	50.53	50.53	50.53	50.53	200.52	150.53
PRECIO MAXIMO DE VENTA PUBLICO ESTACION	7,330.04	7,469.10	7,381.05	7,656.37	7,303.93	7,569.62	7,627.07	7,613.47	7,806.36	7,430.04

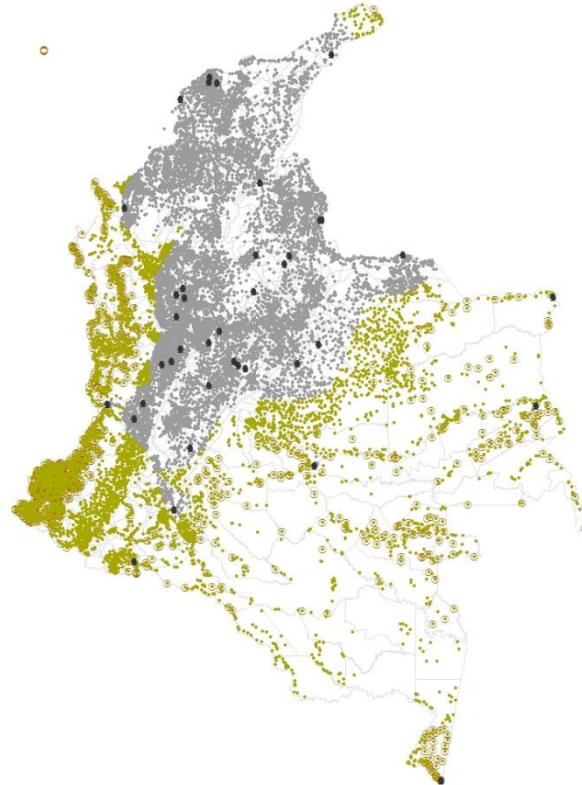
PRECIOS DE REFERENCIA ACPM EN ALGUNAS CIUDADES DEL PAÍS [\$/Galón]										
diciembre-15										
PORCENTAJE DE MEZCLA POR CIUDAD	TUNJA 8%	VALLEDUPAR 10%	VILLAVICENCIO 8%	MANIZALES 10%	ARMENIA 10%	IBAGUE 10%	SINCELEJO 10%	PASTO 10%	MONTERIA 10%	
INGRESO AL PRODUCTOR	4,652.95	4,781.37	4,652.95	4,781.37	4,781.37	4,781.37	4,781.37	4,781.37	4,781.37	
IMPUESTO NACIONAL	1,045.69		1,045.69	1,022.96	1,022.96	1,022.96	1,022.96	1,022.96	1,022.96	
TARIFA MARCACIÓN	7.02	10.84	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	
TARIFA DE TRANSPORTE POLIDUCTOS	347.23	66.54	347.23	332.63	332.63	290.75	66.54	373.05	69.5	
TRANSPORTE BIOCOMBUSTIBLE	25.52	35.36	25.52	70.90	78.82	49.75	35.36	81.30	35.36	
MARGEN PLAN DE CONTINUIDAD	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51	
PRECIO MAXIMO DE VENTA DISTRIBUIDOR MAYORISTA	6,149.93	4,965.62	6,149.93	6,286.39	6,294.31	6,223.36	5,984.77	6,437.97	6,088.49	
MARGEN DISTRIBUIDOR MAYORISTA	341.54	341.54	341.54	341.54	341.54	341.54	341.54	341.54	341.54	
SOBRETASA	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48	
PRECIO MAXIMO DE VENTA PLANTA DE ABASTO	6,792.95	5,608.64	6,792.95	6,929.41	6,937.33	6,866.38	6,627.79	7,080.99	6,731.51	
MARGEN DISTRIBUIDOR MINORISTA	625.61	625.61	625.61	625.61	625.61	625.61	625.61	625.61	625.61	
TRANSPORTE PLANTA DE ABASTO A ESTACIÓN DE SERV	184.33	150.53	150.53	50.53	110.53	50.53	250.52	49.57	196.68	
PRECIO MAXIMO DE VENTA PUBLICO ESTACION	7,602.90	6,384.79	7,569.10	7,605.55	7,673.47	7,542.52	7,503.92	7,756.17	7,553.80	

- 2- La matriz de costos de transporte de combustible y lubricante para generación eléctrica en ZNI (\$/Galón), según el Anexo 4 del Documento CREG 002 de 2014 “Metodología para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas”, la cual establece el precio de transporte del combustible desde la Planta de Abasto a la Cabecera Municipal de localidades ZNI.

Con el análisis espacial se observa que i) la matriz CREG no contiene la totalidad de los SITIOS de las zonas aisladas, ii) Que la mayoría de los sitios están alejados de las Plantas de Abasto. Por lo cual surgió la necesidad de analizar varios métodos para lograr obtener un valor aproximado en cada uno de los 20.185 Sitios disponibles en la base de datos UPME. Del anterior análisis, se optó por utilizar el método de distancias en línea recta para obtener la menor distancia bien desde un Punto de la matriz CREG o desde una planta de abasto.

Con el punto (CREG ó planta de abasto) más cercano, se calcula la distancia [km] por el valor estimado de transporte \$galón/km, consiguiéndose un valor más aproximado en cada Sitio. El resultado se puede observar en el siguiente mapa.

Figura 31. Mapa resultante de distancia a Sitio con matriz CREG o Plantas de abasto.



Ahora, el costo de lubricante se estimó en \$ 30.150, basado en el precio al detal en Bogotá, reduciendo este valor en un 40% % del valor total, que correspondería a los valores de margen de comercialización, compra al por mayor y otros descuentos. El valor utilizado en el plan es de \$18.090 por galón.

Anexo 9: Casos de uso

Se eligieron dos SITIOS de la base de datos, y en las siguientes tablas se muestran los resultados después de aplicar la metodología diseñada para el actual PIEC.

Depto	Mpio	Sitio	VSS
Nariño	El Charco	MONTE BAJO	10
Bolívar	Córdoba	PLAYONCITO	50

Solar - Eolico

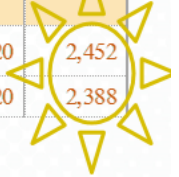
Solar - Diesel

Radiacion	Velocidad Viento
4 - 4.5	5 - 6
5.5 - 6	4 - 4.5

Interconexión		
Inversión	\$/viv	CU
211,196,521	21,119,652	3,527
627,277,397	12,545,548	2,401

Diesel		
Inversión	\$/viv	CU
351,467,696	35,146,770	5,873
606,693,644	12,133,873	2,500

Renovable		
Inversión	\$/viv	CU
168,850,200	16,885,020	2,452
909,131,000	18,182,620	2,388



Anexo 10: Resultados a nivel departamental

En la **Figura 32** y en la **Figura 32**. Resultados PIEC 2016-2020 por departamentos

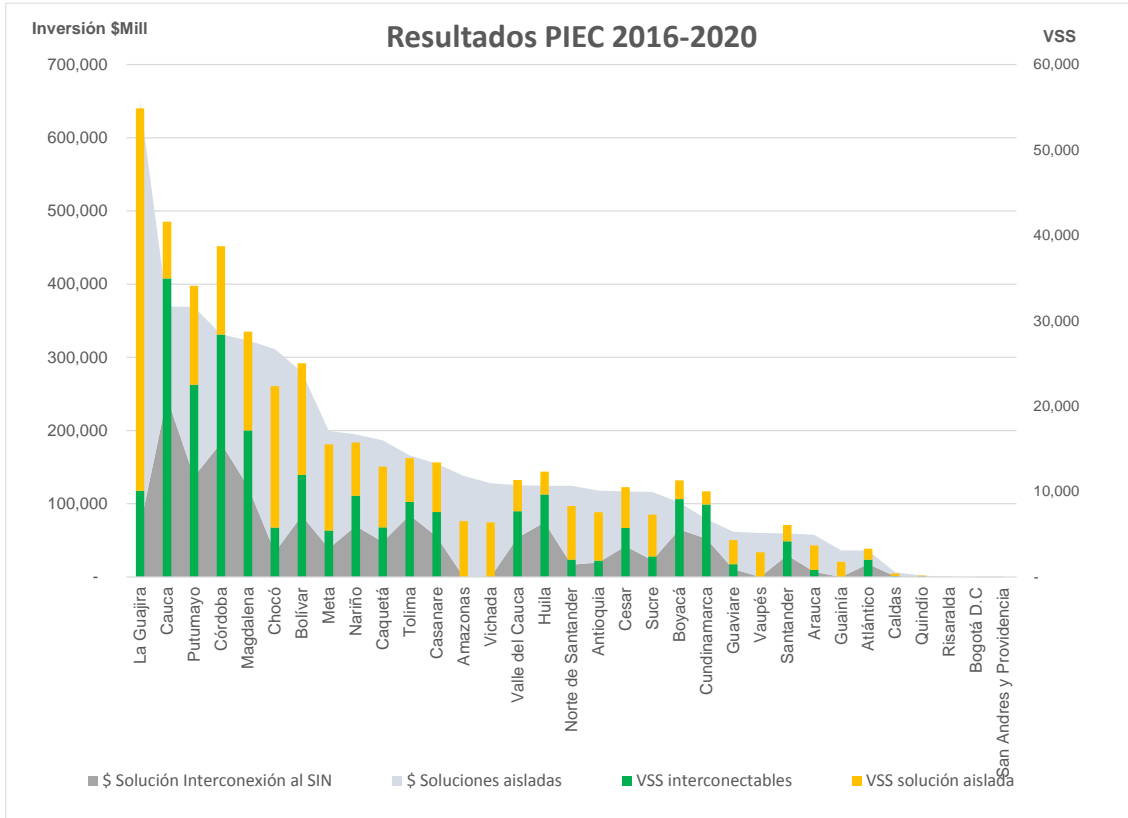


Tabla 52, se presentan los resultados del PIEC 2016-2020 a nivel departamental, el detalle a nivel municipal y de SITIO se dispondrá en la página de la UPME.

Figura 32. Resultados PIEC 2016-2020 por departamentos

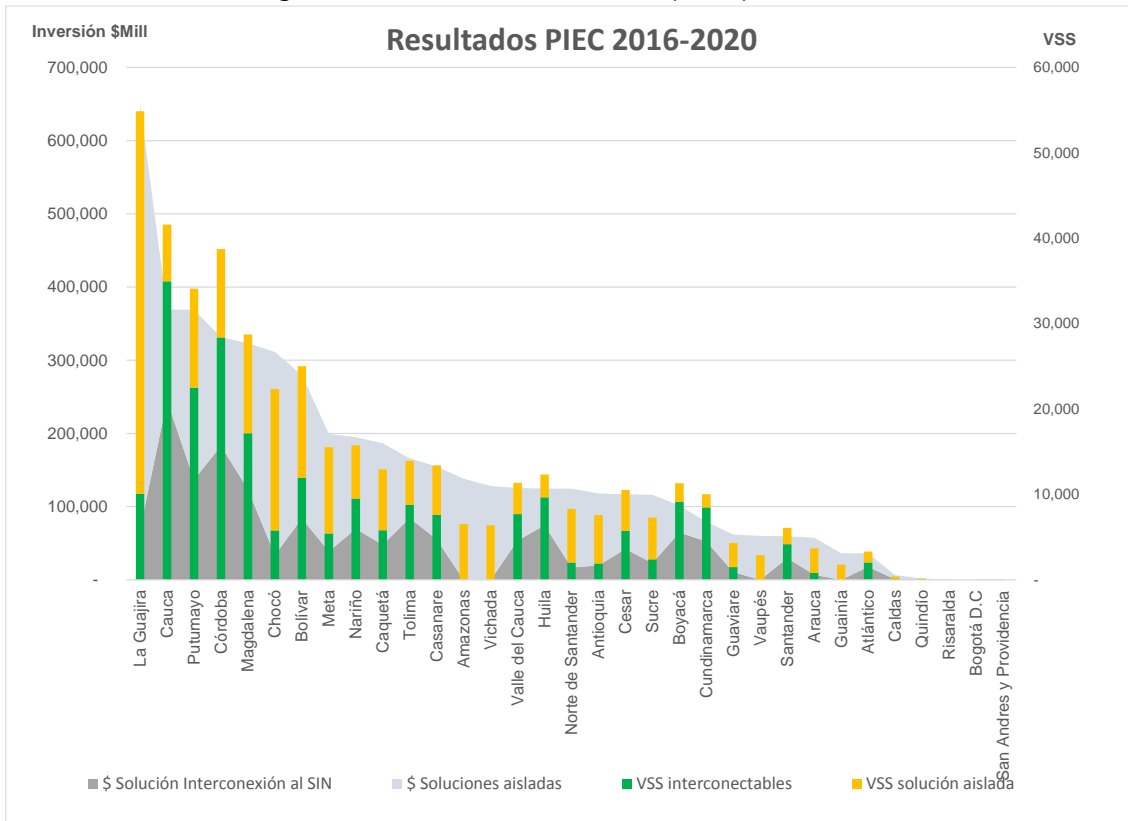


Tabla 52. Resultados PIEC 2016-2020 por departamentos

Cod_Depto	Departamento	VSS 2015	\$ Inversión universalización	\$ Solución Interconexión al SIN	VSS interconectables	\$ Soluciones aisladas	VSS solución aislada
44	La Guajira	54,880	650,169	69,277	10,097	580,891	44,783
19	Cauca	41,593	369,590	245,036	34,960	124,554	6,633
86	Putumayo	34,103	368,827	136,929	22,501	231,898	11,602
23	Córdoba	38,745	331,544	183,052	28,375	148,492	10,370
47	Magdalena	28,734	323,202	123,653	17,165	199,550	11,569
27	Chocó	22,330	311,325	33,943	5,777	277,383	16,553
13	Bolívar	25,014	279,873	83,814	11,949	196,059	13,065
50	Meta	15,519	199,403	38,893	5,433	160,511	10,086
52	Nariño	15,732	194,821	69,687	9,518	125,134	6,214
18	Caquetá	12,917	186,671	47,907	5,808	138,764	7,109
73	Tolima	13,916	165,940	84,510	8,791	81,429	5,125
85	Casanare	13,413	154,856	55,205	7,611	99,652	5,802
91	Amazonas	6,535	138,111	-	-	138,111	6,535
99	Vichada	6,389	128,099	-	-	128,099	6,389
76	Valle del Cauca	11,360	125,405	53,693	7,705	71,712	3,655
41	Huila	12,332	124,650	74,586	9,663	50,064	2,669
54	Norte de Santander	8,294	124,625	16,780	2,034	107,845	6,260
05	Antioquia	7,581	117,947	19,747	1,902	98,200	5,679
20	Cesar	10,508	116,883	42,030	5,737	74,853	4,771
70	Sucre	7,291	116,143	22,911	2,394	93,232	4,897
15	Boyacá	11,304	101,797	64,827	9,110	36,969	2,194
25	Cundinamarca	10,026	79,127	52,428	8,486	26,698	1,540
95	Guaviare	4,302	61,829	10,641	1,500	51,188	2,802
97	Vaupés	2,882	60,070	-	-	60,070	2,882
68	Santander	6,093	59,474	29,695	4,172	29,779	1,921
81	Arauca	3,684	57,592	6,945	818	50,647	2,866
94	Guainía	1,776	36,304	-	-	36,304	1,776
08	Atlántico	3,307	36,185	17,703	2,034	18,482	1,273
17	Caldas	405	6,428	811	88	5,616	317
63	Quindío	150	1,899	652	60	1,246	90
66	Risaralda	22	412	-	-	412	22
11	Bogotá D.C	-	-	-	-	-	-
88	San Andres y Providencia	-	-	-	-	-	-
	Total Nacional	431,137	5,029,201	1,585,356	223,688	3,443,845	207,449