

ZONAS NO INTERCONECTADAS – ZNI
DIAGNÓSTICO DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
2018



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, D.C.,
Noviembre de 2018

**ZONAS NO INTERCONECTADAS – ZNI
DIAGNÓSTICO DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO
DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2018**

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Natasha Avendaño García

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Rafael Hernando Tabares Holguín

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible (E)

Diego Alejandro Ossa Urrea

Director Técnico de Gestión de Energía (E)

EQUIPO DE TRABAJO

Olga Leandra Rey Luengas

Oscar Fabio Vélez

Soraida Serrano

Oscar Andrés Zabaleta

Guillermo Sáenz

Noviembre de 2018

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ACTUALIDAD NORMATIVA Y REGULATORIA.....	3
3	CARACTERIZACIÓN DE LAS ZNI.....	5
4	SITUACIÓN FINANCIERA Y DISPONIBILIDAD DE INFORMACIÓN DE LOS PRESTADORES.....	11
4.1	Normatividad aplicable	11
4.1.1	Periodo de preparación obligatoria.	11
4.1.2	Periodo de transición.....	11
4.1.3	Primer periodo de aplicación	12
4.2	Antecedentes.....	13
4.3	Reporte de información financiera al SUI.....	13
4.4	Análisis de la información financiera reportada.....	14
4.4.1	Balance General.....	15
4.4.2	Estado de resultados.....	17
5	ESQUEMA DE SUBSIDIOS Y AVANCES EN LA VIGILANCIA Y CONTROL	19
5.1	Normatividad aplicable	19
5.2	Evolución y distribución de giros de subsidios para las ZNI	20
5.3	Análisis comparativos de los subsidios en ZNI y en SIN.....	21
5.4	Consistencia de la información reportada en el SUI, avances e impactos en la asignación de subsidios	22
6	SITUACIÓN COMERCIAL	23
6.1	Distribución de suscriptores.....	23
6.1.1	Zona ASES.....	24
6.1.2	Zona Amazonia	24
6.1.3	Zona Orinoquia.....	25
6.1.4	Zona Pacífico Norte.....	25
6.1.5	Zona Pacífico Sur	26
6.2	Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica	27
6.3	Tarifas	28
7	CALIDAD DEL SERVICIO.....	30
7.1	Zona ASES.....	30
7.2	Zona Amazonia	31
7.3	Zona Orinoquia.....	33
7.4	Zona Pacífico Norte.....	34
7.5	Zona Pacífico Sur	36

8	ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO.....	38
8.1	ASE Amazonas	38
8.1.1	Generación.....	40
8.1.2	Cobertura	42
8.1.3	Calidad del servicio.....	42
8.2	ASE San Andrés y Providencia.....	43
8.2.1	Generación.....	44
8.2.2	Cobertura	47
8.2.3	Calidad del servicio.....	47
9	PROYECTOS DE FNCER EN LAS ZNI	50
9.1	Planes, programas y proyectos identificados	50
9.1.1	Programa Luces para Aprender.....	50
9.1.2	Proyectos FAZNI	51
9.1.3	Planes de Energización Rural Sostenibles –PERS-.....	51
9.1.4	Fondos FNR y SGR 2007-2017	52
9.1.5	Proyectos IPSE	53
9.1.6	Programa Energía Limpia para Colombia	53
9.1.7	Plan Fronteras para la Prosperidad –PPF-	54
9.1.8	Plan Todos Somos Pazcífico	54
9.1.9	Post conflicto	55
9.2	Casos de Estudio	57
9.2.1	MCH Miguel Medina – Palmor	57
9.2.2	Sistema híbrido fotovoltaico-diésel en Punta Soldado - Buenaventura	58
9.3	Éxitos, lecciones aprendidas	60
9.3.1	Éxitos	60
9.3.2	Lecciones aprendidas.....	60
10	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	62
11	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64
12	ANEXOS.....	65
12.1	ANEXO 1.1 Listado de prestadores del servicio de energía eléctrica en las ZNI con localidades codificadas	65
12.2	ANEXO 1.2 Listado de prestadores del servicio de energía eléctrica en las ZNI sin localidades codificadas.....	66
12.3	ANEXO 2 Listado de proyectos FNCER discriminados por zona	67

Listado de Tablas

Tabla 1 Actualización del marco jurídico aplicable a las ZNI	3
Tabla 2 Caracterización general de las ZNI	5
Tabla 3 Distribución de suscriptores y localidades por departamentos	7
Tabla 4 Plazos de Reporte de Información Financiera 2016 por ID	12
Tabla 5 Plazos de Reporte de Información Financiera 2017 por Grupo NIF	12
Tabla 6 Plazos de Reporte de Información Financiera 2018 por Grupo NIF	12
Tabla 7 Prestadores ZNI – Clasificación NIF	13
Tabla 8 Distribución por Zonas de prestadores que efectuaron el cargue financiero vigencia 2016	14
Tabla 9 Tipología de localidades ZNI.....	19
Tabla 10 Subsidios girados por el estado a las ZNI (2010-2017).....	20
Tabla 11 Costo anual del subsidio por usuario.....	21
Tabla 12 Comportamiento de suscriptores Zona ASES	24
Tabla 13 Comportamiento de Suscriptores Zona Amazonia	24
Tabla 14 Comportamiento de Suscriptores Zona Orinoquia.....	25
Tabla 15 Comportamiento de los Suscriptores Zona Pacífico Norte	26
Tabla 16 Comportamiento de Suscriptores Zona Pacífico Sur	26
Tabla 17 Costo de Prestación del servicio correspondiente a 2016 y 2017.....	27
Tabla 18 Tarifas por estrato aplicadas a las cabeceras municipales en diciembre de 2016-2017.	29
Tabla 19 Capacidad Instalada de Generación Leticia, Puerto Nariño y Tarapacá.....	40
Tabla 20 Metas DES Contractual y Regulatoria ENAM.....	42
Tabla 21 Indicador DES ENAM 2017	43
Tabla 22 Metas FES Contractual ENAM.....	43
Tabla 23 Indicador FES ENAM 2017	43
Tabla 24 Capacidad Instalada de Generación San Andrés.....	44
Tabla 25 Capacidad Instalada de Generación Providencia	45
Tabla 26 Metas DES Contractual y Regulatoria SOPESA	47
Tabla 27 Metas FES Contractual SOPESA.....	47
Tabla 28 Metas DES Contractual y Regulatoria SOPESA	47
Tabla 29 Indicador DES SOPESA 2017.....	48
Tabla 30 Indicador FES SOPESA 2017.....	48
Tabla 31 Proyectos de FNCER aprobados por OEI año 2012-2016.	67
Tabla 32 Proyectos de FNCER aprobados por FAZNI año 2007-2017.	67
Tabla 33 Tipo Proyectos FNCER implementados por PERS 2014-2017.....	67
Tabla 34 Tipo Proyectos FNCER implementados por FNR 2007-2011.....	67
Tabla 35 Tipo Proyectos FNCER implementados por SGR 2012-2017.....	67
Tabla 36 Tipo Proyectos FNCER implementados por IPSE 2014-2017.	67
Tabla 37 Tipo Proyectos de FNCER implementados por CCEP.	68
Tabla 38 Tipo Proyectos FNCER implementados por MRE-PFP 2013-2017.	68
Tabla 39 Tipo Resumen Proyectos ASES implementados y en operación 2009-2017.....	68
Tabla 40 Tipo Resumen Proyectos FNCER identificados e implementados 2007-2017... 68	68

Listado de Ilustraciones

Ilustración 1. Zonificación de las ZNI según alcance del documento de Diagnóstico ZNI 2018.	2
Ilustración 2. Ubicación de prestadores del servicio de energía eléctrica en ZNI.	6
Ilustración 3. Distribución de localidades codificadas ZNI por tipo.	8
Ilustración 4 Horas efectiva promedio de prestación del servicio de energía eléctrica en Cabeceras Municipales de ZNI 2015, 2016 y 2017.	9
Ilustración 5 Costo de Prestación del Servicio en las cabeceras municipales ZNI. Diciembre de 2017.	10
Ilustración 6 Activos totales por empresa (2015-2016).	15
Ilustración 7 Cambio de los pasivos totales por empresa (2015-2016)	16
Ilustración 8 Cambio del patrimonio por empresa (2015-2016).	16
Ilustración 9 Ingresos Operacionales ZNI. 2015-2016.	17
Ilustración 10 Costos Operacionales ZNI. 2015-2016.	17
Ilustración 11 Utilidad o Pérdida Operacional ZNI. 2015-2016.	18
Ilustración 12 Distribución Subsidios por empresas prestadoras y generadoras de energía 2017.	21
Ilustración 13. Participación de los suscriptores en cabeceras por zona.	23
Ilustración 14. Ranking tarifas del estrato 1 para las cabeceras municipales ZNI diciembre de 2017.	28
Ilustración 15 Horas Promedio Diarias de Generación de Energía Eléctrica Zona ASES 2015 – 2017.	31
Ilustración 16 Horas Promedio Diarias de Generación de Energía Eléctrica Zona Amazonia 2015 – 2017.	32
Ilustración 17 Horas Promedio Diarias de Generación de Energía Eléctrica Zona Orinoquia 2015 – 2017.	33
Ilustración 18 Horas Promedio Anual de Generación de Energía Eléctrica Zona Pacífico Norte 2015 – 2017.	35
Ilustración 19 Horas Promedio Anual de Generación de Energía Eléctrica Zona Pacífico Sur 2015 – 2017.	37
Ilustración 20 Espacio Geográfico Área de Servicio Exclusivo Amazonas – ENAM S.A. ESP.	39
Ilustración 21 Evolución de Energía Generada 2010 - 2017 ENAM S.A. ESP.	41
Ilustración 22 Energía Generada vs Energía Facturada 2017 – ENAM S.A. ESP.	41
Ilustración 23 Evolución de Energía Generada 2010 - 2017 SOPESA S.A. ESP.	46
Ilustración 24 Energía Generada vs Energía Facturada 2017 - SOPESA S.A. ESP.	46
Ilustración 25. Confluencia entre municipios ZOMAC y ZNI.	56
Ilustración 26. Ubicación e infraestructura instalada de la MCH Palmor.	57
Ilustración 27. Fotos de la infraestructura instalada en Puerto Soldado. Fuente CCEP.	59

1 INTRODUCCIÓN

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (en adelante, “SSPD”), a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía (en adelante, “DTGE”), presenta el Diagnóstico Anual de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en las Zonas no Interconectadas 2018 (en adelante, “ZNI”), cuyo propósito es ilustrar acerca del estado de dicha prestación del servicio en las localidades que se encuentran codificadas por la SSPD con información correspondiente a la vigencia 2017¹.

Para ello, en el Capítulo 2 se muestra la actualidad normativa y regulatoria²; luego el capítulo 3 incorpora una ilustración general y concisa de las principales características generales de las ZNI codificadas con período de corte a junio de 2018; a continuación, los Capítulos 4, 5, 6 y 7 identifican características específicas en los componentes financiero, subsidios, comercial y calidad del servicio, respectivamente. Así mismo, se presentan los inconvenientes y avances encontrados en la inspección, vigilancia y control a la prestación de este servicio público domiciliario, con el fin de identificar oportunidades de mejora.

El alcance de este documento incorporado en los capítulos 6 y 7 corresponde a las **cabeceras municipales** ubicadas en las ZNI, que son atendidas por empresas que con corte al 20 de junio de 2018 habían cumplido los requisitos para la codificación de estos centros poblados, de conformidad con la Resolución SSPD 20172000188755.

Como novedades del presente informe en relación con el publicado el año anterior, se incorporan el Capítulo 8 que describe las Áreas de Servicio Exclusivo (en adelante, “ASE”) que actualmente operan en estas zonas y, finalmente el Capítulo 9 que identifica los planes, programas y proyectos implementados en las ZNI que utilizan Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (en adelante, “FNCER”), haciendo énfasis en el seguimiento de su sostenibilidad.

Para efectos de los análisis, se clasificaron las ZNI en cinco zonas, a saber: Áreas de Servicio Exclusivo -ASES- que incluyen el ASE de San Andrés, Providencia y Santa Catalina y el ASE de Amazonas; Pacífico Norte conformada por los departamentos de Antioquia y Chocó; Pacífico Sur la integran los departamentos de Valle del Cauca, Cauca y Nariño; Orinoquía con los departamentos de Casanare, Meta, Vichada y Guainía, y Amazonía que incluye los departamentos de Caquetá, Putumayo, Guaviare y Vaupés, según la Ilustración 1³.

Para cada componente incluido en el análisis se realiza un comparativo entre los años 2016 y 2017, excepto para el componente financiero cuyo período corresponde a las vigencias 2015-2016, esto teniendo en cuenta la extemporaneidad recurrente en el cargue de la información por parte de los prestadores de la Zonas No Interconectadas, situación que se describe con detalle en el capítulo financiero.

¹ Los datos específicos indican la fecha de la cual fueron extraídos.

² No contemplada en el documento de diagnóstico del año 2017.

³ Los casos de empresas prestadoras o centros poblados de ZNI que no se mencionen en este informe, obedecen a que no habían cumplido con el trámite de codificación a la fecha de corte mencionada.

Ilustración 1. Zonificación de las ZNI según alcance del documento de Diagnóstico ZNI 2018.



Fuente: SUI. 20 de junio de 2018

2 ACTUALIDAD NORMATIVA Y REGULATORIA

La prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI sigue siendo un reto en materia de sostenibilidad técnica, económica, social y ambiental. Las condiciones de estas zonas, principalmente su dispersión y vulnerabilidad al conflicto, así como las oportunidades de aprovechamiento de sus recursos naturales, hacen que sigan estando como prioridad dentro de la política pública del país mediante propuestas, mecanismos y proyectos que buscan promover su desarrollo y mejorar la calidad de vida de sus habitantes.

Esta prioridad gubernamental se ve reflejada con la expedición del Decreto 884 de 2017 que dispuso en cabeza del Ministerio de Minas y Energía (en adelante, “MME”) la elaboración y adopción del Plan Nacional de Electrificación Rural 2018-2031⁴ (en adelante “PNER”), estableciendo *“mecanismos que permitan la administración, operación y mantenimiento sostenible de las soluciones energéticas que se construyan para su uso el cual deberá estar armonizado con los planes nacionales para la Reforma Rural Integral, los Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial -PDET y el Programa Nacional Integral de Sustitución de Cultivos Ilícitos –PNIS.”*

En la Tabla 1 se presenta la actualización del marco jurídico aplicable a las ZNI, identificado en el documento de *“Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI 2017”*, publicado por la SSPD.

Tabla 1 Actualización del marco jurídico aplicable a las ZNI

POLÍTICA	LEGISLACIÓN/ REGLAMENTACIÓN	REGULACIÓN
	CONPES 3805 de 2014	
	Ley 1819 de 2016	Resolución CREG 038 de 2014
	Decreto 348 de 2017	Resolución CREG 076 de 2016
	Decreto 893 de 2017	Resolución CREG 154 de 2017
	Decreto 1915 de 2017	Resolución CREG 038 de 2018
	Decreto Ley 413 de 2018	Resolución CREG 087 de 2018 (en Consulta)

Fuentes: CREG, MME⁴. Julio de 2018

Como complemento a los diversos mecanismos que el Gobierno ha implementado para el desarrollo de las ZNI, mediante el Decreto Ley 413 de 2018 se reglamentó otra fuente de financiación de los proyectos en mención, en la cual se establecen las reglas de priorización de las entidades territoriales beneficiarias de la Asignación para la Paz del Sistema General de Regalías –SGR (en adelante, “SGR”), así como otras disposiciones relacionadas con la aprobación de proyectos de inversión en los Órganos Colegiados de Administración y Decisión –OCAD (en adelante, “OCAD”), específicamente OCAD Paz.

De otro lado, la CREG expidió la regulación sobre *“la actividad de autogeneración y algunas disposiciones sobre la generación distribuida en ZNI”*⁵; puso en consulta la resolución⁶ para

⁴ Tomado del Documento Borrador en discusión *“Plan Nacional de Electrificación Rural -PNER- 2018-2031”*. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá, D.C., 12 de julio de 2018.

⁵ Resolución CREG 038 de fecha 9 de abril de 2018.

⁶ Resolución CREG 087 de fecha 9 de julio de 2018.

la modificación de la Resolución CREG 076 de 2016 sobre ASE y continúa trabajando sobre el ajuste a la propuesta de la *“actualización de la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas.”*⁷

Por su parte, como estudios que se vienen desarrollando a partir de la vigencia 2017, el MME y el Banco Mundial suscribieron un convenio de cooperación con recursos no reembolsables los cuales tienen como objetivos la elaboración del *“Plan de electrificación para la Guajira”*⁸ y la *“Definición de una estrategia para lograr la universalización del servicio de energía eléctrica”*.

Específicamente, en cuanto a la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas aisladas del país, la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME (en adelante, “UPME”) con el apoyo del MME y del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI -IPSE (en adelante, “IPSE”) lideraron un proceso de consultoría con el objetivo de estructurar esquemas empresariales que permitieran ampliar la cobertura mediante la prestación sostenible del servicio; resultados que recomendaron estructurar soluciones técnicas básicas, explorando alternativas de esquemas empresariales que permitan un cierre financiero.

Finalmente, el Departamento Nacional de Planeación (en adelante, “DNP”) está trabajando en el *“análisis y propuesta de ajustes al esquema institucional de seguimiento y control que utiliza la SSPD para viabilizar el mecanismo de Asociaciones Público Privadas -APP- dentro de la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI”*⁹.

⁷ Resolución CREG 004 de fecha 23 de enero de 2014.

⁸ “Plan de Acción para completar la Electrificación en el Departamento de La Guajira” a través de la consultoría con The Word Bank Group, Energy & Extractives. Bogotá, febrero de 2018.

⁹ Mediante financiación con el Banco Interamericano de Desarrollo -BID. Bogotá, Informe final, agosto de 2018 y remitido a la SSPD en octubre de 2018.

3 CARACTERIZACIÓN DE LAS ZNI

A continuación, se presenta la información general acerca del estado de prestación del servicio de energía eléctrica de las ZNI, desde el enfoque de los prestadores, los suscriptores y las localidades que la integran, así como de las condiciones de prestación del servicio y sus costos asociados. La información tiene como fuentes principales el Sistema Único de Información de la Superintendencia (en adelante "SUI"), el IPSE y el Centro Nacional de Monitoreo (en adelante, "CNM"), área del IPSE.

De acuerdo con la información del SUI, se encontraban 107 prestadores inscritos en el Registro Único de Prestadores del Servicio Público de la SSPD (en adelante, "RUPS")¹⁰; no obstante, a la fecha corte de la información¹¹ que sirvió de base para la elaboración de este documento, se encontró que solo 65 prestadores de las ZNI habían dado cumplimiento al trámite de codificación en el SUI. Con base en la información de estos 65 prestadores, la SSPD encontró que existen 218.401 suscriptores en 70 municipios, ubicados en 36 Cabeceras Municipales y 1.697 localidades codificadas, tal como se indica en la Tabla 2.

Frente a los 42 prestadores del servicio restantes de los cuales no se ha encontrado información reportada en el SUI por periodos consecutivos de 3 o más años, la SSPD ha venido adelantando las acciones pertinentes para el proceso de cancelación de oficio, esto de conformidad con lo establecido en la Resolución SSPD No. 20151300047005 del 1 de octubre de 2015.

Por otra parte, según información del IPSE, en las ZNI se dispone de una capacidad operativa de generación eléctrica de 241 MW¹², de la cual solamente un 3% corresponde a FNCER.

Tabla 2 Caracterización general de las ZNI

Concepto	Valor
Porcentaje del Territorio Nacional*	51%
Municipios	70
Cabeceras Municipales	36
Localidades codificadas	1.697
Usuarios	218.401
Prestadores con localidades codificadas**	65
Capacidad operativa *	241 MW
Capacidad operativa fuentes renovables*	7,2 MW

Notas: *Datos IPSE, junio 20 de 2018.

** De un total de 107 prestadores registrados en RUPS.

Fuente: SUI, 20 junio de 2018

De los 65 prestadores registrados con localidades codificadas, 2 de ellos pertenecen al régimen de ASE bajo la figura de sociedades de empresas de servicios públicos y el resto, al régimen de libre competencia que incluye 25 organizaciones autorizadas¹³, 8 municipios

¹⁰ En total, en el RUPS existen 107 empresas prestadoras registradas; sin embargo, 42 no han efectuado el trámite requerido para la codificación de localidades, por lo que la DTGE adelanta la verificación de existencia para determinar la necesidad de cancelar su registro.

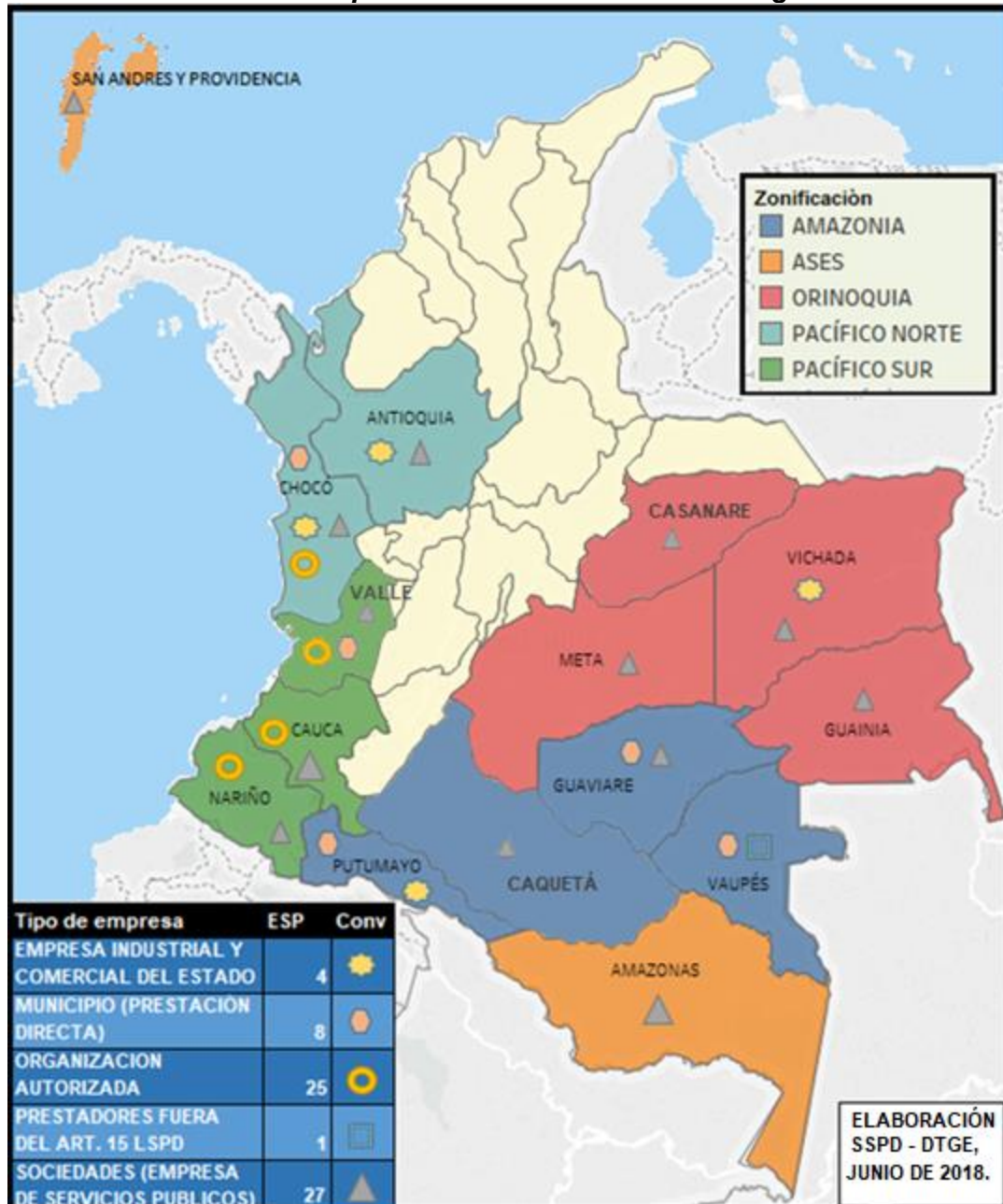
¹¹ Con corte al 20 de junio de 2018.

¹² Información suministrada por IPSE el 20 de junio de 2018.

¹³ Dentro de las organizaciones autorizadas se encuentran juntas administradoras, cooperativas de servicios, asociaciones de usuarios y empresas asociativas de trabajo.

prestadores directos, 25 sociedades anónimas, 4 empresas industriales y comerciales de Estado y 1 prestador por fuera del artículo 15 de la Ley 142 de 1994, que corresponde a la Gobernación –Vaupés– (ver Ilustración 2). En el Anexo 1 del presente documento se incluye el listado completo de prestadores.

Ilustración 2. Ubicación de prestadores del servicio de energía eléctrica en ZNI.



Fuente: SUI

Del total de suscriptores¹⁴, el 62,56% (es decir 136.626) se encuentran ubicados en las 1.661 localidades menores, el 37,44% restante (81.775) se ubican en las 36 cabeceras

¹⁴ La fuente de la información es el SUI sobre las localidades codificadas, según el anexo C. sección "Formato Certificación de Existencia y Prestación de Servicio de Energía Eléctrica de las localidades ZNI"

municipales que son las más densamente pobladas de los municipios de las ZNI (ver Tabla 3).

Si bien, con corte a junio de 2018 seis (6) cabeceras municipales reportaron información en cero, para el ejercicio se tomaron los datos de suscriptores de la información SUI certificada al mes de diciembre de 2017 para estas localidades.

Tabla 3 Distribución de suscriptores y localidades por departamentos

ZONA	DEPARTAMENTO	SUSCRIPTORES	PARTICIPACIÓN SUSCRIPTORES	LOCALIDADES	PARTICIPACIÓN LOCALIDADES
ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO	AMAZONAS	9.312	4,3%	39	2,3%
	SAN ANDRÉS	22.288	10,2%	2	0,1%
AMAZONÍA	CAQUETÁ	4.687	2,1%	72	4,2%
	GUAVIARE	17.143	7,8%	48	2,8%
	PUTUMAYO	4.718	2,2%	22	1,3%
	VAUPÉS	2.777	1,3%	32	1,9%
ORINOQUÍA	CASANARE	178	0,1%	1	0,1%
	GUAINÍA	7.068	3,2%	58	3,4%
	META	2.155	1,0%	3	0,2%
	VICHADA	8.824	4,0%	9	0,5%
PACÍFICO NORTE	ANTIOQUIA	12.442	5,7%	144	8,5%
	CHOCÓ	46.013	21,1%	475	28,0%
PACÍFICO SUR	CAUCA	22.390	10,3%	194	11,4%
	NARIÑO	50.035	22,9%	496	29,2%
	VALLE DEL CAUCA	8.371	3,8%	102	6,0%
TOTAL		218.401	100%	1.697	100%

Fuente. Información de las localidades codificadas, según el anexo C. sección "Formato Certificación de Existencia y Prestación de Servicio de Energía Eléctrica de las localidades ZNI. Verificadas a junio de 2018.

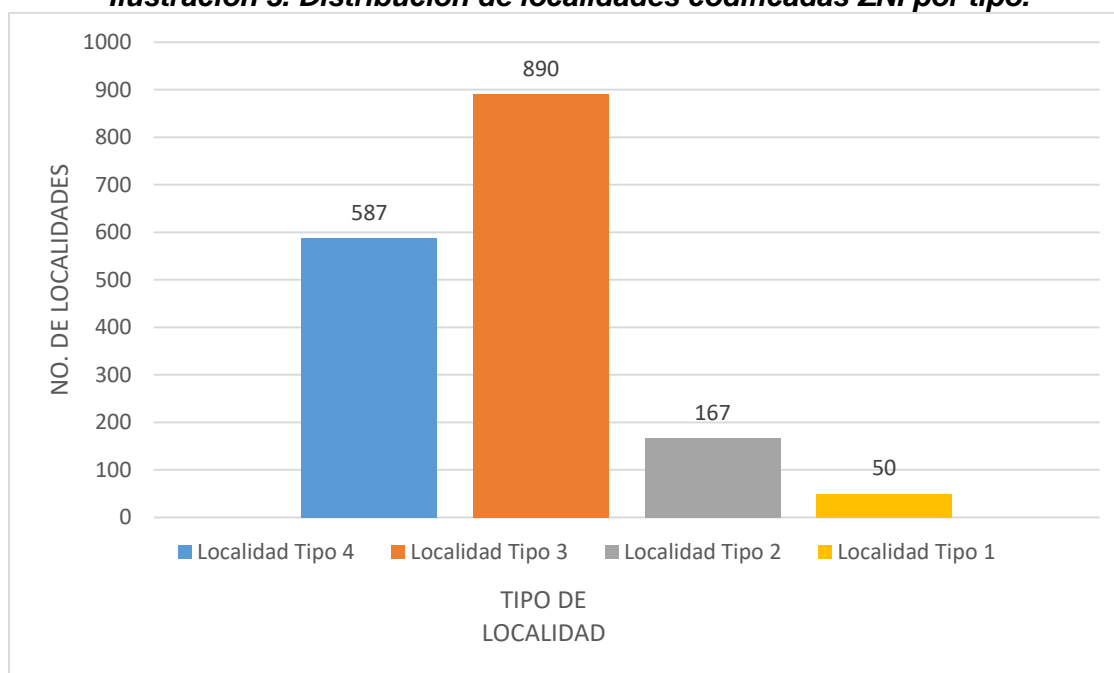
Respecto a las localidades codificadas por la SSPD, se identifica que el Pacífico Sur tiene el 46,6% de las localidades y el 37% de los suscriptores, seguido por el Pacífico Norte con el 36,5% de las localidades y 26,8% de los suscriptores y en tercer lugar la Amazonía con el 10,3% de las localidades y el 13,4% de los suscriptores.

De otra parte y con una menor participación se encuentran las Áreas de Servicio Exclusivo con una participación del 2,4% de las localidades y el 14,5% de los suscriptores y finalmente la Orinoquía que solo cuenta con el 4,2% de las localidades y el 8,3% de los suscriptores.

Ahora bien, durante el año 2017, la SSPD evidenció que en la información del SUI no existía un mecanismo de control que permitiera identificar de forma individual las diferentes localidades existentes en las ZNI. Por lo anterior, se estableció la codificación de estas localidades cuya estructura se basa en un código con un primer segmento correspondiente a la codificación DANE, seguido de un número de 5 dígitos asignado por la Superintendencia. Este ejercicio de codificación fue introducido en la Resolución SSPD 20172000188755 por la cual se unifica en un solo acto administrativo el cargue de información al SUI.

De acuerdo con la tipificación¹⁵ de las ZNI según el tamaño de sus localidades, el resumen de las localidades codificadas por la Superintendencia se muestra en la Ilustración 3.

Ilustración 3. Distribución de localidades codificadas ZNI por tipo.



Fuente: SUI, 20 de junio de 2018.
 Construcción DTGE, agosto de 2018¹⁶.

En la Ilustración 3 se observa la distribución de las localidades de acuerdo con el número de suscriptores, 890 de las localidades se encuentran en el rango de 51 a 150 suscriptores (tipo 3) y tienen una participación del 52,5%, le sigue la localidad tipo 4 que tiene entre 1 y 50 suscriptores y una participación del 34,7%, las localidades tipo 2 con un número entre 151 y 300 suscriptores representan el 9,9% y finalmente las de mayor número de suscriptores que son tipo 1, con un número superior a 300 suscriptores únicamente representan el 3%.

En cuanto a las horas promedio diarias de prestación del servicio de energía eléctrica en ZNI, la política energética ha estado encaminada a que las cabeceras municipales cuenten con las 24 horas diarias de servicio de energía eléctrica¹⁷.

En síntesis, en la Ilustración 4 se evidencia que el mejor promedio respecto a la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica en el periodo 2015-2017, objeto de análisis, fue registrado en el mes de abril de 2015 con 22,49 horas y el más bajo se evidenció en el mes de enero de 2016 con 19,29 horas¹⁸.

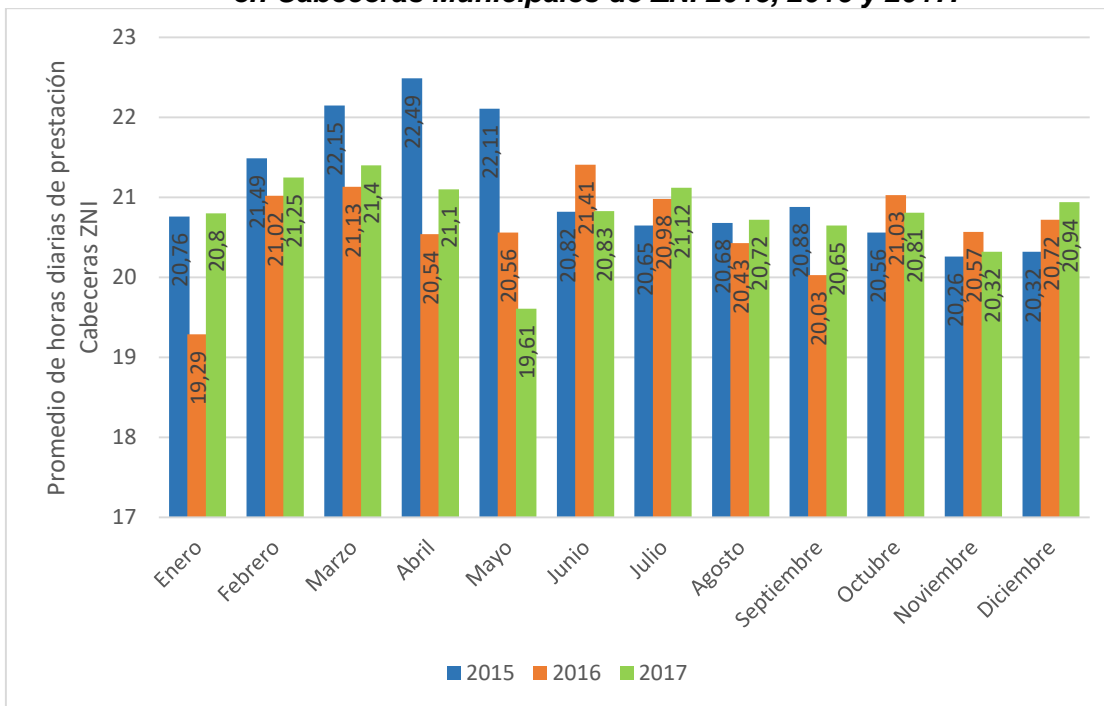
¹⁵ Esta clasificación se realizó con base en lo establecido en el artículo 6° de la Resolución MME 182138 de 2007 de subsidios, en el cual uno de los criterios es el tamaño de la localidad de acuerdo con el número de usuarios (se hace equivalente con el término suscriptor) que contempla. Posteriormente el IPSE adoptó dicha clasificación la cual indica en los reportes mensuales de operación de localidades con telemetría.

¹⁶ Tres localidades fueron reportadas con cero suscriptores, razón por la cual no se incluyeron en la tipificación.

¹⁷ PND 2014-2018, capítulo V Competitividad e infraestructura estratégica, numeral d) energía eléctrica (pág. 229-234).

¹⁸ Para el mes de marzo de 2016 no se registraron datos en el informe del CNM del IPSE enviado a la SSPD. Cuando se presentan daños reportados por el CNM en los equipos de telemetría, no se contabilizan esos datos en el cálculo de las horas promedio diarias de energía plasmadas en el presente documento.

Ilustración 4 Horas efectiva promedio de prestación del servicio de energía eléctrica en Cabeceras Municipales de ZNI 2015, 2016 y 2017.



Fuente: IPSE-CNM, mayo de 2018.

En términos generales, en las cabeceras municipales de ZNI la calidad del servicio de energía eléctrica ha disminuido, puesto que en el año 2015 el promedio diario de horas de servicio fue de 21,10 horas, en 2016 de 20,60 horas y en 2017 de 20,80 horas, reflejando variaciones que oscilan entre el 2,37% y el 1,41% respectivamente.

El promedio durante los tres años analizados fue de 19,9 horas. Este promedio tan bajo se debe a cabeceras municipales que presentan promedios de horas de prestación por debajo de 13 horas diarias como Mosquera, Bellavista y Beté, o peor aún, promedios inferiores a 9 horas al día, como ocurre en Sipí, Taraira y Carurú. Como ejercicio, si se excluyen estas localidades del cálculo del promedio, para el año 2017 se tendría un promedio de 22,45 horas.

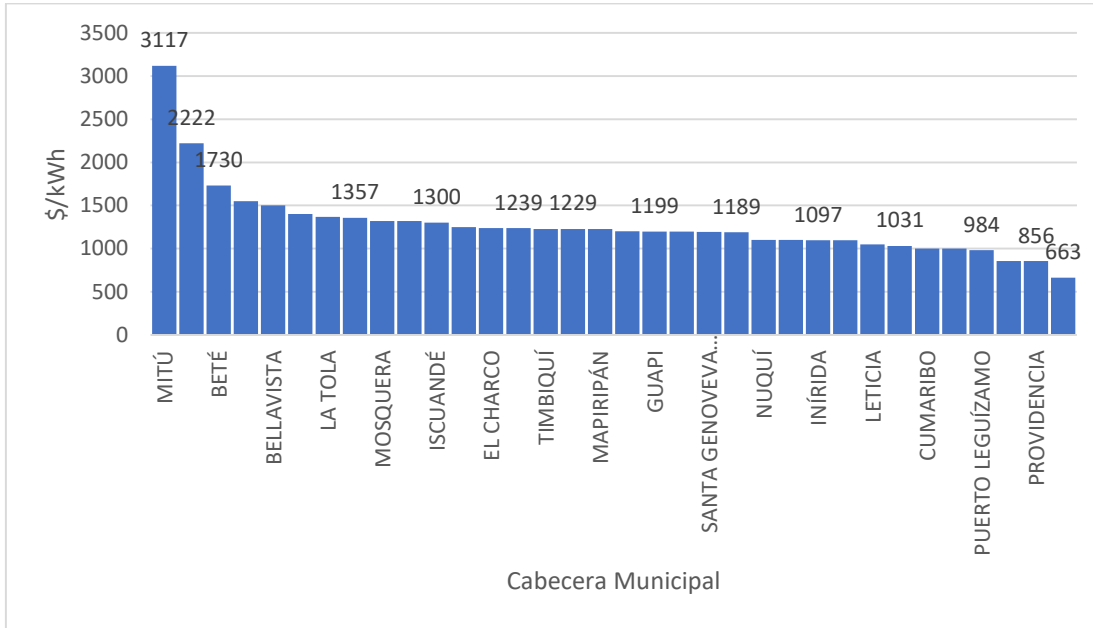
Finalmente, de acuerdo con la información reportada por los prestadores codificados del servicio de energía eléctrica para el mes de diciembre de 2017, el Costo Unitario de prestación del servicio de energía en las ZNI más bajo correspondió a Puerto Carreño, con 662,66 \$/kWh; por otro lado, el valor más alto fue el de Mitú con un valor de 3.117 \$/kWh, como se muestra en la Ilustración 5.

Es importante anotar que Puerto Carreño desde el año 2004 tiene interconexión eléctrica con Venezuela, lo cual no solo le garantiza una mejor calidad y continuidad del servicio de energía, sino un menor costo¹⁹.

¹⁹ Sin tener en cuenta la vulnerabilidad que pueda tener el sistema cuando se presenten crisis internas en el sistema eléctrico de Venezuela.

En cuanto a Mitú, el costo alto se explica por la aplicación de la Resolución 181891 de 2008 del MME, que reconoce los costos reales de generación.

Ilustración 5 Costo de Prestación del Servicio en las cabeceras municipales ZNI. Diciembre de 2017



Fuente: SUI. Cálculos SSPD-DTGE

4 SITUACIÓN FINANCIERA Y DISPONIBILIDAD DE INFORMACIÓN DE LOS PRESTADORES

El presente capítulo pretende realizar un análisis de la situación financiera de los pocos prestadores del servicio de energía eléctrica ubicados en las ZNI que reportar esta información en el sistema²⁰. Sobre el particular, es necesario resaltar que el principal problema identificado por la SSPD continúa siendo el incumplimiento de la gran mayoría de prestadores de su obligación de reportar la información financiera al SUI. Esta situación dificulta la realización de un estudio financiero adecuado que permita identificar la condición del sector en esta materia.

Antes de ilustrar al análisis de las cifras arrojadas para este informe, se hace importante recordar la normativa aplicable en materia financiera y contable para los prestadores de las ZNI. Esto, teniendo en cuenta que un gran número de prestadores de este sector, todavía tienen pendiente el cargue de información financiera desde el año 2006, cuya responsabilidad continúa vigente.

4.1 Normatividad aplicable

La Resolución SSPD-20061300025985 de 2006 y las normas que la han modificado establecen la obligación de las empresas de reportar su información financiera al SUI. Según la Resolución SSPD-2012130003545 de 2012, el plazo para cumplir esta obligación es el siguiente: del primer semestre, a más tardar el 31 de julio de cada año y la información anual a 31 de diciembre, a más tardar el 5 de abril del año siguiente²¹.

Esta obligación se modificó posteriormente a partir de la promulgación del nuevo marco técnico normativo de información financiera (Decretos 2706 y 2786 de 2004, compilados en el Decreto 2420 de 2015). Debido a este cambio, la Superintendencia expidió la Resolución SSPD-16085 de 2015 que modificó el citado artículo 3° de la Resolución SSPD-200613000259825 de 2006²².

A partir de lo anterior, la SSPD expidió una serie de resoluciones que reglamentan la aplicación del nuevo marco técnico normativo y del cual se destaca lo siguiente²³:

4.1.1 Periodo de preparación obligatoria.

Se requirió la clasificación de los vigilados y la información correspondiente a las actividades de capacitación, tecnología y presupuesto, entre otras, relacionadas con la preparación obligatoria para la implementación del nuevo marco técnico normativo.

4.1.2 Periodo de transición

Se expidieron actos administrativos relacionados con el periodo de transición, dos de ellos requiriendo el estado de situación financiera de apertura, la conciliación patrimonial, las revelaciones y las políticas; y los dos restantes requiriendo el cierre de la transición, que

²⁰ Para efectos de incluir los análisis de los prestadores que reportan su información financiera, se incluyeron los prestadores de los departamentos de Casanare, Valle del Cauca y Caquetá, indicados en el numeral 1 de este documento.

²¹ Artículo 1 de la Resolución SSPD-2012130003545 de 2012.

²² Artículo 3.de la Resolución SSPD-200613000259825 de 2006.

²³ Ver, entre otras, las Resoluciones SSPD-20141300033795 del 30 de junio de 2014, SSPD-20151300020385 del 29 de julio de 2015, SSPD-20151300028355 del 19 de agosto de 2015 y SSPD-20161300013475 del 19 de mayo de 2016.

contiene un juego completo de estados financieros de propósito general, individual y consolidado.

4.1.3 Primer periodo de aplicación

Mediante la Resolución SSPD-13475 de 2016, que consolida el requerimiento de información financiera para los vigilados bajo los criterios establecidos en los nuevos marcos normativos, se estableció el uso de las cuatro taxonomías en lenguaje XBRL²⁴, estructuradas en 3 bloques: estados financieros (contiene un juego completo de estados financieros por grupo), revelaciones (notas, algunas de ellas optativas para este año) y formatos complementarios.

Referente a los plazos ampliamente vencidos para el reporte de la información correspondiente al año 2015, las fechas de cargue se ilustran en la Tabla 4.

Tabla 4 Plazos de Reporte de Información Financiera 2016 por ID

Último dígito ID (RUPS)	Fecha
0-1	11 de Julio de 2016
2-3	12 de Julio de 2016
4-5	13 de Julio de 2016
6-7	14 de Julio de 2016
8-9	15 de Julio de 2016

Fuente: Resolución SSPD-16975 de 16/06/2016

La información financiera correspondiente al cierre contable del año 2016 debía ser reportada por los prestadores de acuerdo con el grupo al que pertenecieran a más tardar en las siguientes fechas según lo señalado en la Tabla 5.

Tabla 5 Plazos de Reporte de Información Financiera 2017 por Grupo NIF

Grupo	Fecha
1. NIF PLENAS (Incluye Res. 037/17 CGN y voluntarias).	Del 30 de mayo al 2 de junio de 2017
Resolución 414/14 CGN	Del 5 al 9 de junio de 2017
2. PYMES	Del 12 al 16 de junio de 2017
3. Microempresas	Del 20 al 23 de junio de 2017

Fuente: Resolución SSPD-42935 de 30/03/2017

Finalmente, la información financiera correspondiente al cierre contable del año 2017 debía ser reportada por los prestadores de acuerdo con el grupo al que pertenecieran a más tardar en las fechas citadas en la Tabla 6.

Tabla 6 Plazos de Reporte de Información Financiera 2018 por Grupo NIF

Grupo	Fecha
1. NIF PLENAS (Incluye Res. 037/17 CGN) y Grupo de 3- Microempresas.	Del 27 abril al 6 de mayo de 2018
Resolución 414/14 CGN Grupo 2 -PYMES	Del 7 al 15 de mayo de 2018

Fuente: Resolución SSPD 24475 de 12/03/2018

²⁴ Por sus siglas en inglés, Extensible Business Reporting Language

4.2 Antecedentes

A raíz de los hallazgos encontrados y consignados en el documento de “*Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI 2017*”, la DTGE de la SSPD concluyó que una de las debilidades de los prestadores ZNI consiste en la falta de conocimiento del procedimiento de cargue de la información al SUI así como de la normativa vigente, por lo tanto, ha realizado diferentes actividades tendientes a orientar y capacitar a los prestadores, con el ánimo de lograr una mejora en la calidad y oportunidad de los reportes. Las denominadas “*Jornadas de Orientación*” han tenido lugar en las ciudades de Tumaco, Quibdó, San José del Guaviare y Cali durante las vigencias 2017 y 2018.

Así mismo, la SSPD se encuentra evaluando propuestas tendientes a crear una taxonomía simplificada exclusiva para prestadores ZNI, cuyo objetivo sea contar con un primer reporte financiero de todos aquellos prestadores del servicio de quienes no se tiene información, buscando facilitarles su presentación. Se pretende que esta taxonomía sea más corta, use terminología más sencilla y tenga menos validaciones, de tal manera que permita un cargue menos exigente y complejo.

La anterior propuesta, de materializarse, podría mejorar los indicadores de calidad y oportunidad de la información financiera que debe ser cargada por los prestadores de las ZNI, de conformidad con la normativa vigente.

Así mismo se hace importante mencionar que producto de las jornadas de orientación institucional llevadas a cabo, la SSPD ha logrado que algunos prestadores ZNI se clasifiquen en el grupo al cual pertenecen, de acuerdo con los requisitos exigidos para tal fin. Los prestadores ZNI que se han clasificado en grupo NIF se indican en la Tabla 7.

Tabla 7 Prestadores ZNI – Clasificación NIF

EMPRESA	NATURALEZA	GRUPO AL CUAL SE CLASIFICA
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA -	OFICIAL	Grupo II -PYMES
SOCIEDAD PRODUCTORA DE ENERGÍA DE SAN ANDRES Y PROVIDENCIA S.A. E.S.P. -	PRIVADA	Grupo II -PYMES
GESTION ENERGETICA S.A. ESP -	MIXTA	Regimen de Contabilidad Publica
EMPRESA ELECTRIFICADORA DE NUQUI E.S.P. S. A ECONOMIA MIXTA -	MIXTA	Grupo II -PYMES
EMPRESA SIGLO XXI EICE ESP -	OFICIAL	Regimen de Contabilidad Publica
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP -	MIXTA	Grupo II -PYMES
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE SERVICIOS PUBLICOS E.S.P DEL MUNICIPIO DE MURINDO -	No disponible	Regimen de Contabilidad Publica
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL VICHADA S.A -	MIXTA	Regimen de Contabilidad Publica
UNIDAD DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS DE ACUEDUCTO, ALCANTARILLADO, ASEO Y ENERGIA ZONA NO INTERCONECTADA, EN EL MUNICIPIO DE CARURU - VAUPES	OFICIAL	Regimen de Contabilidad Publica
ASOCIACION DE USUARIOS DE SERVICIOS PUBLICOS DEL MEDIO BAUDO -	PRIVADA	Grupo II -PYMES
ENERGIA PARA EL AMAZONAS S.A. ESP -	PRIVADA	Grupo II -PYMES
ELECTRIFICADORA DE MAPIRIPÁN S.A. E.S.P. -	PRIVADA	Grupo II -PYMES

Fuente: SUI. Consulta mayo de 2018

4.3 Reporte de información financiera al SUI

Al revisar la base de datos del SUI se evidenció que, aunque hubo un leve aumento en el número de prestadores de ZNI que reportaron información financiera correspondiente al año 2016 comparada con el año inmediatamente anterior, el cumplimiento de los reportes

de información financiera continúa siendo preocupante. A mayo de 2018 habían reportado dentro de los plazos establecidos en la Resolución SSPD-16975 de 2016 solo **once (11)** prestadores de los 65 inscritos en RUPS con localidades codificadas, por lo tanto, se concluye que tan solo el 17% de ellos habían cumplido con la mencionada obligación.

Esta situación dificulta el trabajo que esta Superintendencia pretende realizar, cuyo objetivo es realizar un estudio sectorial adecuado para presentar la situación actual y las oportunidades de mejora.

4.4 Análisis de la información financiera reportada

Como se puso de presente en el numeral 4.3, únicamente 11 de los 65 prestadores registrados en el RUPS con localidades codificadas cumplieron con su obligación de reportar información financiera al SUI correspondiente al año 2016. Esto implica que la muestra a partir de la cual se podría hacer el análisis no es representativa y, en consecuencia, los resultados que se obtienen tienen una utilidad limitada.

Así mismo y teniendo en cuenta la clasificación zonal indicada en la Ilustración 1, se observa que 5 de los 11 prestadores que realizaron el cargue pertenecen a la zona Pacífico Norte, 2 a la zona Amazonia, 2 a la zona Orinoquia y 2 a la zona ASES. Ningún prestador del servicio de energía perteneciente al Pacífico Sur (Nariño y Cauca) ha dado cumplimiento al reporte de información financiera.

En la Tabla 8, se relacionan los prestadores que efectuaron el cargue de la información financiera del año 2016, indicando la zona del país a la que pertenecen.

Tabla 8 Distribución por Zonas de prestadores que efectuaron el cargue financiero vigencia 2016

ZONA	PRESTADOR
ASES	SOPESA
	ENAM
PACÍFICO NORTE	EMSELCA S.A E.S.P.
	JASEPCA
	ELECTROBAUDÓ E.S.P.
	ASUSERVIP E.S.P.
	MUNICIPIO MEDIO ATRATO
AMAZONIA	MUNICIPIO TARAIRA
	MUNICIPIO CARURÚ
ORINOQUIA	ELECTROVICHADA S.A.
	EMELCE SA. E.S.P.

Fuente: SSPD-DTGE

A pesar de las limitaciones mencionadas hasta el momento, en el numeral 4.1.1 y siguientes de este documento se presenta un análisis financiero ilustrativo de la situación de las once (11) empresas, las cuales se encuentra información para los dos años por analizar correspondiente al periodo 2015-2016; la cual reposa en el SUI y el sistema de gestión documental de la SSPD.

4.4.1 Balance General

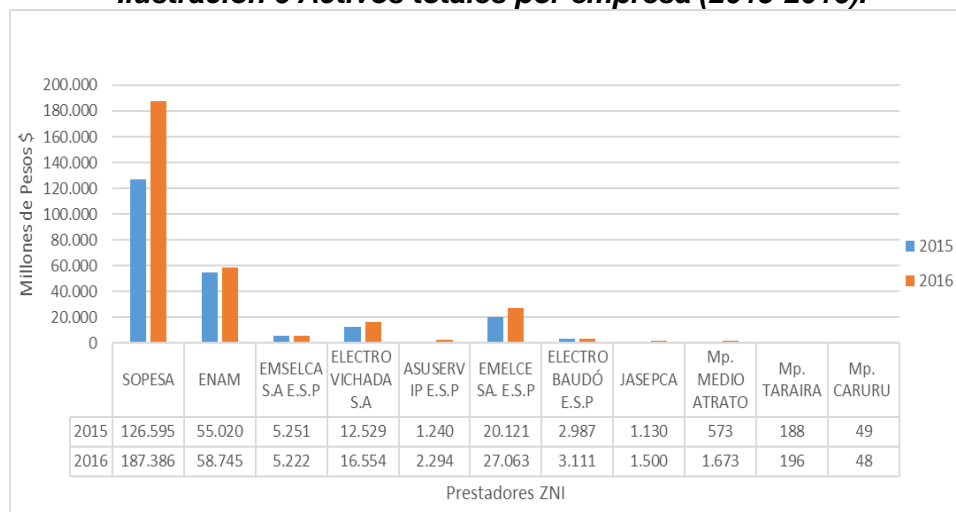
La SSPD detectó en el análisis llevado a cabo, que las cifras arrojadas para este nuevo periodo reflejan comportamientos similares comparados con el año inmediatamente anterior, de acuerdo con la Ilustración 6.

En primer lugar, los activos totales de las 11 empresas de las ZNI crecieron en un 34% entre los años 2015 y 2016, pasando de \$225.659 millones a \$303.844 millones, reflejados principalmente en la Propiedad Planta y Equipo; es preciso mencionar que para el año 2015 se presenta una diferencia mayor en las cifras de los Activos, comparados con el documento de Diagnóstico del año 2017, debido a que la empresa EMSELCA presentó sus Estados Financieros posterior a la fecha del análisis.

Los prestadores de las ASES, ENAM S.A. ESP y SOPESA S.A. ESP, continúan obteniendo la mayor participación en cuanto a los Activos Totales, seguidos por los prestadores del servicio de energía de los departamentos del Guainía (EMELCE S.A ESP) y Vichada (ELECTROVICHADA S.A. ESP).

Así mismo, se observaron variaciones importantes en aumento de los activos del 48%, 33% y 20% para los prestadores de SOPESA S.A. ESP, ELECTROVICHADA S.A. ESP, y EMELCE S.A ESP, respectivamente. Para el caso de SOPESA S.A. ESP las cuentas de Propiedad Planta y Equipo, aumentaron en un 244%, pasando de \$34.162 millones del año 2015 a \$117.582 para el año 2016.

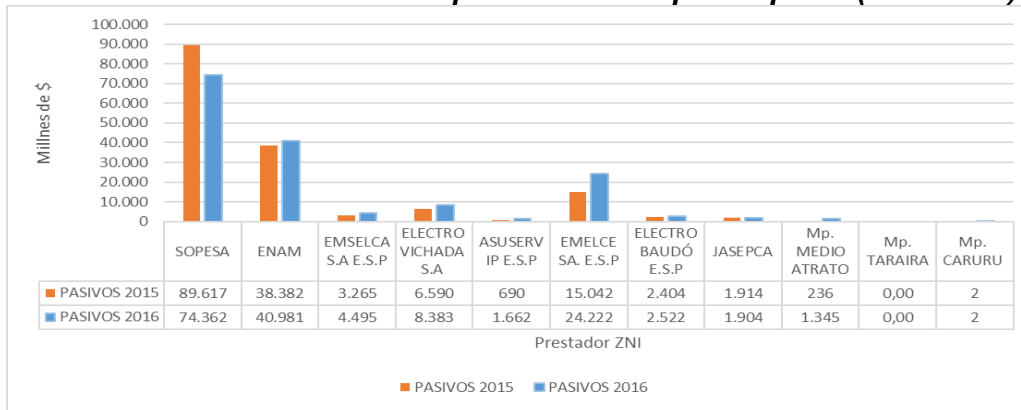
Ilustración 6 Activos totales por empresa (2015-2016).



Fuente: SUI. Consulta mayo de 2018

En segundo lugar, los pasivos de estas 11 empresas presentaron un leve aumento del 1,2% para el año 2016, quedando en \$159.876 millones de pesos, ya que venían del año 2015 con unos pasivos de \$158.142 millones incluyendo a EMSELCA S.A. E.S.P. para este análisis. Este aumento se ve reflejado principalmente en el pasivo no corriente (obligaciones financieras). La situación de cada prestador se observa en la Ilustración 7.

Ilustración 7 Cambio de los pasivos totales por empresa (2015-2016)

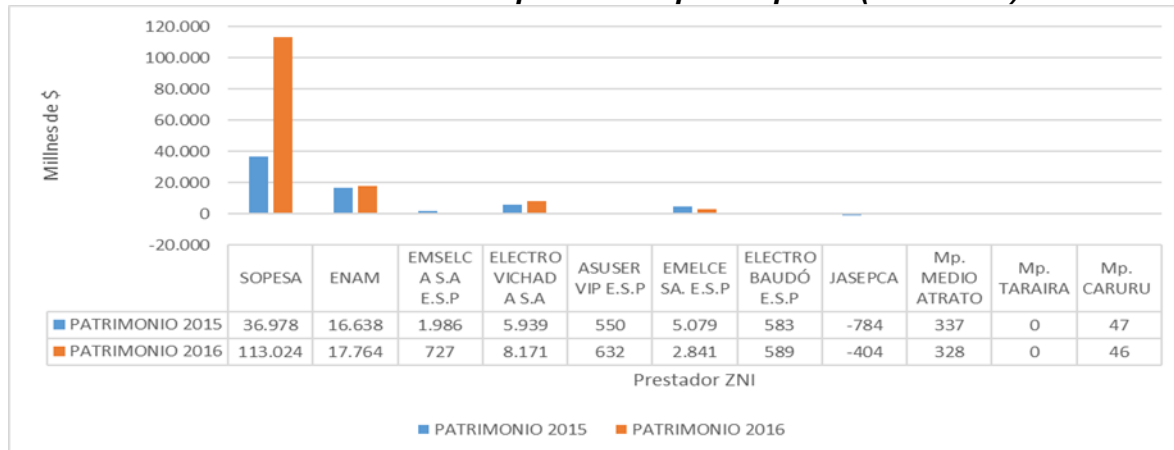


Fuente: SUI. Consulta de mayo de 2018.

Es necesario resaltar la disminución de los pasivos de SOPESA S.A ESP en un 17% que, según balance 2016, se produjo por el descenso de las cuentas por pagar, entre otras cuentas. Situación contraria ocurrió con los pasivos de los prestadores ASUSERVIP ESP quien aumentó las cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar en 141%, y EMSELCA S.A. E.S.P. en un 38%, entre 2015 y 2016.

Finalmente, el patrimonio de las once empresas de las ZNI que reportaron información alcanzó en el 2016 la suma de \$143.967 millones, lo cual representa un incremento del 118% frente a la suma de \$67.753 millones del año anterior. La situación de cada prestador se detalla en la Ilustración 8.

Ilustración 8 Cambio del patrimonio por empresa (2015-2016).



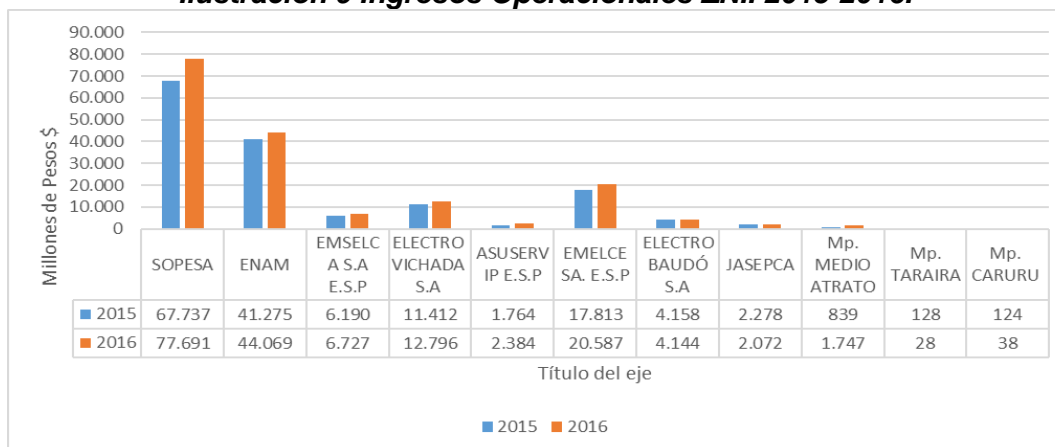
Fuente: SUI. Consulta de mayo de 2018

Se resalta el incremento patrimonial institucional de SOPESA S.A. E.S.P., quien aumentó en 208% su patrimonio entre 2015 y 2016, esto debido principalmente al fortalecimiento de sus Activos y disminución de la deuda. Diferente sucede con la disminución patrimonial de JASEPCA S.A. E.S.P., prestador que ha venido con patrimonio negativo continuamente, lo que amerita un análisis a profundidad.

4.4.2 Estado de resultados

Los ingresos operacionales de las once empresas durante el año 2016 se incrementaron en un 12% con respecto al año anterior, pasando de \$153.718 millones a \$172.283 millones, tal como se indica en la Ilustración 9. En este caso, SOPESA S.A. ESP y ENAM S.A. ESP representan más del 70% del total de los ingresos operacionales bajo análisis.

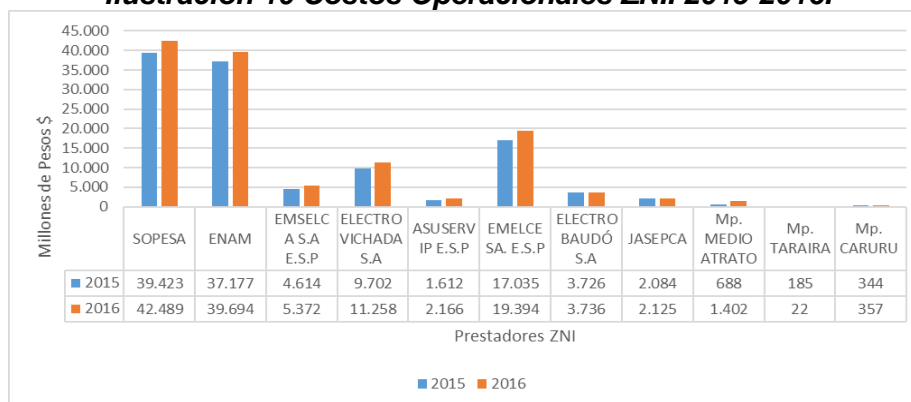
Ilustración 9 Ingresos Operacionales ZNI. 2015-2016.



Fuente: SUI consulta de mayo de 2018

Esta Superintendencia observó que los ingresos operacionales de las empresas ubicadas en las ZNI provienen, aproximadamente, en un 82% de los subsidios asignados a los usuarios de menores ingresos por el Gobierno Nacional y, tan solo el 12%, corresponden al pago de cartera con cargo a los usuarios²⁵. Esto demuestra la alta dependencia que existe en el sector frente a los subsidios para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI. Es necesario resaltar que este dinero tiene, como asignación específica, el cubrimiento de los gastos de administración, operación y mantenimiento²⁶.

Ilustración 10 Costos Operacionales ZNI. 2015-2016.



Fuente: SUI consulta de mayo de 2018

²⁵ Cálculos realizados por la SSPD a partir de la información reportada por las empresas mediante los formatos C3 y C4 de la Circular Conjunta IPSE – SSPD 004 de 2004. Para ello, se calculó el valor promedio del costo de servicio (CU) de los prestadores ubicados en las ZNI y se les restó el promedio de la tarifa aplicada por los comercializadores incumbentes del SIN ubicados en los principales departamentos que son tomados como referencias para el cálculo de tarifas. Una vez realizada este cálculo, se obtiene que la diferencia entre estos valores es equivalente, aproximadamente, al subsidio otorgado por el Estado.

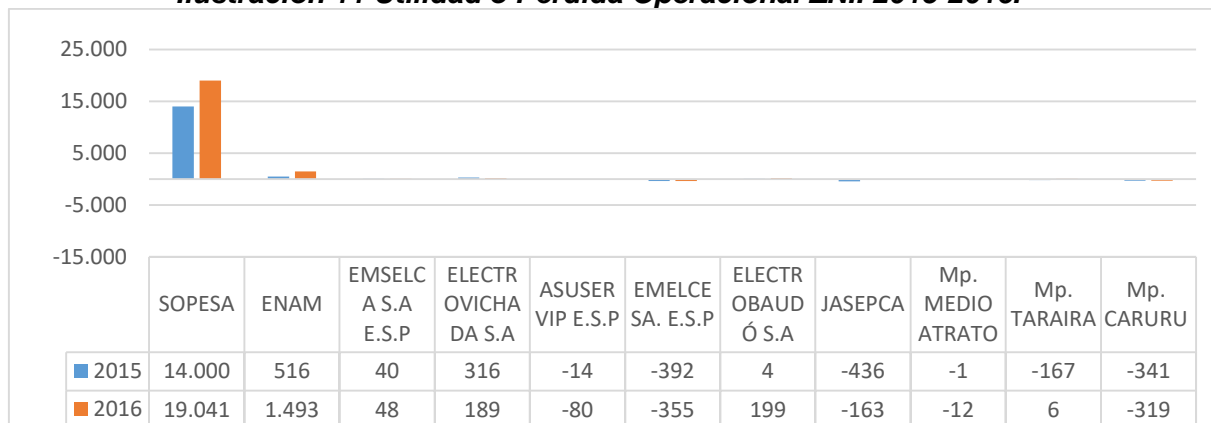
²⁶ Artículo 3 de la Resolución MME-182138.

Por otra parte, los costos operacionales de las once empresas que prestan servicios en las ZNI que reportaron las cifras al SUI entre 2015 y 2016, pasaron de \$116.533 millones a \$125.599 millones. Se observa en la Ilustración 10 que estos costos de prestación del servicio de energía representan una proporción elevada de los ingresos operacionales – superior al 73%–. Esto se debe, en parte, al elevado precio de los combustibles para operar las plantas y el transporte hasta las localidades ubicadas en la zona rural del país.

En tercer lugar, las utilidades o pérdidas operacionales de estas once empresas permiten tener un panorama más objetivo de los prestadores ubicados en ZNI, dado que reflejan la situación de cada una de las empresas.

Finalmente, del resultado del ejercicio de las 11 empresas prestadoras ZNI analizadas, 6 arrojaron ganancias y las 5 presentaron pérdidas operacionales, para los casos de JASEPCA prestador del corregimiento de Capurganá, EMELCE del departamento del Guainía y ASUSERVIP de Medio Baudó, el panorama fue crítico en el sentido que arrojaron pérdidas consecutivas para los años (2015 y 2016); caso contrario presentó SOPESA prestador del departamento de San Andrés, quien arrojó ganancias consecutivas y en crecimiento para los periodos analizados (2015-2016). El panorama se presenta en la Ilustración 11.

Ilustración 11 Utilidad o Pérdida Operacional ZNI. 2015-2016.



Fuente: SUI consulta de mayo de 2018.

5 ESQUEMA DE SUBSIDIOS Y AVANCES EN LA VIGILANCIA Y CONTROL

En esta sección del documento se presenta un análisis sobre el comportamiento de los subsidios asignados a los usuarios de menores ingresos pertenecientes a la ZNI del país y los avances realizados por la SSPD en materia de vigilancia y control, dirigidos a mitigar los riesgos de uso indebido de subsidios detectados por la DTGE en el documento de “*Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI 2017*”.

5.1 Normatividad aplicable

El artículo 2º de la Ley 1117 de 2006 modificó el artículo 99 de la Ley 142 de 1994 en materia de subsidios en el sector eléctrico para las ZNI, dándole al MME la facultad de otorgar subsidios a los usuarios en las condiciones y porcentajes que defina, considerando la capacidad de pago de los usuarios en estas zonas. En ejercicio de esta función, el MME expidió la Resolución 182138 de 2007, la cual determina los procedimientos aplicables para otorgar subsidios en las ZNI y establece que los subsidios pueden cubrir los costos administrativos, operativos y de mantenimiento de las empresas.

Frente al consumo subsidiable en las comunidades de menos de 300 usuarios, la resolución en mención establece lo señalado en la Tabla 9.

Tabla 9 Tipología de localidades ZNI.

NÚMERO DE USUARIOS	SUBSIDIO
Entre 0 a 50 usuarios:	4 horas/día o 33,6 kWh/mes
Entre 51 a 150 usuarios	5 horas/día o 45,0 kWh/mes
Entre 151 a 300 usuarios	8 horas/día o 76,8 kWh/mes

Fuente: Resolución MME-182138 de 2007.

Así mismo, en la Resolución en comento, para cabeceras municipales y comunidades de 300 usuarios subsidiables o más, tendrá como tope máximo el consumo facturado promedio de energía del año inmediatamente anterior de los usuarios de Estrato 1 del mercado de comercialización incumbente del SIN en el departamento donde se encuentra ubicada la localidad²⁷.

Para el caso del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, la determinación del Consumo Básico de Subsistencia -CBS- (en adelante, “CBS”) se realiza de manera diferencial. Concretamente, mediante Resolución UPME-018 de 2013 se estableció en 187 kWh/mes dicho nivel de consumo. Esto significa que el valor fijado se encuentra por encima del contemplado para el resto del Territorio Nacional; situación que se debe a las condiciones particulares del Archipiélago.

Por su parte el SIN, actualmente según la Resolución UPME-355 de 2004, el CBS es de 173 kWh/mes para alturas inferiores a 1.000 sobre el nivel del mar y de 130 kWh/mes para alturas superiores.

En cuanto al procedimiento para la asignación y el giro de los subsidios, se resalta que los prestadores deben reportar oportunamente la información al SUI y al sistema de información del MME de acuerdo con los plazos estipulados en la Resolución SSPD-8755 del 2017, así como cumplir los estándares de calidad del servicio establecidos por la CREG

²⁷ Artículo 5º de la Resolución MME-182138.

para las ZNI²⁸. Por lo tanto, los reportes que realizan las empresas juegan un papel esencial en la asignación de subsidios por parte del Estado.

5.2 Evolución y distribución de giros de subsidios para las ZNI

Entre los años 2010 y 2017 el Estado, a través del MME, giró subsidios a las ZNI por más de \$1,7 billones de pesos, distribuidos según se muestra en la Tabla 10.

Tabla 10 Subsidios girados por el estado a las ZNI (2010-2017).

AÑOS	GIROS – ZNI
2010	133.611.368.395
2011	166.101.621.776
2012	209.129.141.000
2013	194.708.658.000
2014	227.091.005.156
2015	243.544.620.376
2016	255.564.578.753
2017	290.218.494.884
TOTAL	1.719.969.488.340

Fuente: MME²⁹

Lo anterior evidencia un incremento en la asignación y giro de subsidios en los últimos años por parte del Estado, asociado entre otras causas, a un mayor número de usuarios beneficiados, pasando de 213.987 en 2016 a 218.401 para el 2017.

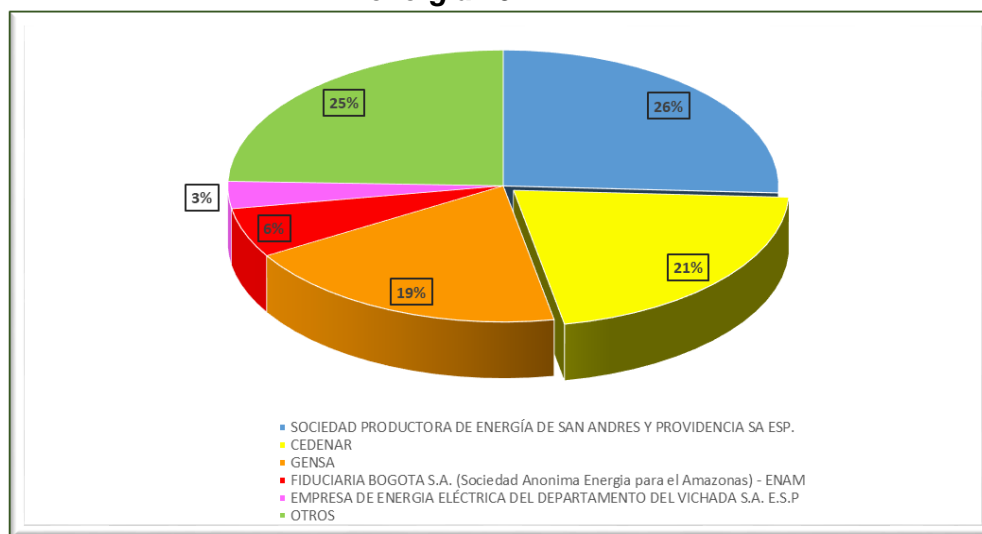
La Superintendencia analizó, a partir de la información allegada por el MME y tal como se indica en la Ilustración 12, que las empresas de energía a cuyos usuarios se les asignó una mayor cantidad de subsidios para el año 2017 son: SOPESA S.A. ESP con un 26%, ENAM S.A. ESP con un 6% y ELECTROVICHADA S.A. ESP con un 3%. Es importante mencionar que las empresas CEDENAR S.A. ESP y GENSA S.A. ESP realizan la actividad de generación, beneficiando a usuarios de menores ingresos ubicados en 13 cabeceras municipales³⁰ ubicadas en las ZNI. En total, estas empresas recibieron aproximadamente el 75% de los subsidios girados para el año 2017, el restante 25% fueron distribuidos en las demás empresas prestadoras de las ZNI.

²⁸ Artículo 10 de la Resolución MME-182138 de 2007 y artículo 2.2.3.2.6.1,8 del Decreto 1073 de 2015,

²⁹ Información calculada por el MME a partir de las resoluciones de giro de subsidios para los prestadores ubicados en las ZNI y radicado SSPD-20185290506372.

³⁰ Caberas municipales beneficiadas en subsidios, donde generaba CEDENAR S.A. ESP (Timbiquí, Olaya Herrera, Francisco Pizarro, El Charco, La Tola, Puerto Leguizamo, Iscuandé, Mosquera) y GENSA S.A. ESP (Guapi, López de Micay, Bahía Solano, Mitú, Inírida).

Ilustración 12 Distribución Subsidios por empresas prestadoras y generadoras de energía 2017.



Fuente: información suministrada por el MME.

5.3 Análisis comparativos de los subsidios en ZNI y en SIN

De conformidad con la información del MME, el monto de subsidios girados a los prestadores del servicio de energía eléctrica ubicados en SIN ascendió a \$1.487.049.866.543 para el 2017³¹, suma que benefició a 11.311.531 usuarios de los estratos 1, 2, y 3.

Al comparar dicha asignación con la situación de las ZNI, cuyos subsidios girados en 2017 fueron de \$290.218.494.884 y beneficiaron a 218.401 usuarios³², en la Tabla 11 se observa que el impacto relativo que genera al Estado la asignación de subsidios es significativamente más alto por los usuarios ubicados en las ZNI.

Tabla 11 Costo anual del subsidio por usuario.

Sistema Eléctrico	Monto girado (\$)	Usuarios beneficiados	Costo anual del subsidio por usuario (\$/usuario)
SIN	\$1.487.049.866.543	11.311.531	\$131.463
ZNI	\$ 290.218.494.884	218.401	\$1.388.833

Fuente: SSPD-DTGE, cálculo propio.

Calculando el costo unitario del subsidio, se observa que en el SIN el costo por usuario es de \$131.463 al año, mientras que en las ZNI es de \$1.388.833. De esta manera, estos costos en las ZNI son 10,5 veces mayores que en el SIN. Así mismo, se evidencia un aumento en el costo por usuario comparado con el año 2016³³.

³¹ Información suministrada por el MME mediante comunicación con número de radicado SSPD-20185290506372.

³² Información reportada por las empresas mediante los formatos C1 y C2 al SUI.

³³ El costo por usuario en ZNI año 2016 fue de \$ 1.194.300 = Diagnóstico de la Prestación del servicio de energía eléctrica ZNI 2017. SSPD-DTGE. Página 33.

5.4 Consistencia de la información reportada en el SUI, avances e impactos en la asignación de subsidios

Dentro de los diferentes formatos y formularios que comprendían las circulares conjuntas SSPD-IPSE 001 del 2004 y 128 de 2008, las cuales regían el cargue de la información por parte de los prestadores de las ZNI hasta el segundo trimestre de 2017, existían campos de tipo texto donde se reportaba el nombre de la localidad; campos que permitían a los prestadores el registro de varias localidades con diferente escritura que referenciaba a una misma localidad, pero que para las bases de datos eran un registro distinto y afectaba directamente el cálculo de subsidios realizado por el MME, situación que derivó, en algunos casos, en duplicidad de localidades.

En vista de lo anterior, la SSPD estableció la codificación de estas localidades como mecanismo de control frente a lo reportado por los prestadores, según se citó en el numeral 3 de este documento. Dicho mecanismo se fundamenta en la certificación de existencia y prestación del servicio en cada municipio por parte del alcalde municipal, el cual fue adoptado formalmente mediante la Resolución SSPD-20172000188755 por la cual se unifica en un solo acto administrativo el cargue de información al SUI.

Con corte a 20 de junio de 2018 se encontraban registradas 65 empresas prestadoras de servicio que cuentan con 1.697 localidades codificadas, distribuidas en 70 municipios.

Con las anteriores medidas, esta SSPD ha logrado fortalecer la vigilancia y control de la información registrada por los prestadores al SUI, mitigando los siguientes riesgos:

- ✓ Duplicidad de las localidades donde se presta el servicio de energía ZNI.
- ✓ Reporte de localidades inexistentes.
- ✓ Sobreestimación del cálculo y giro de subsidios
- ✓ Debilidad de control sobre la información cargada por el prestador al SUI.
- ✓ Deficiencias en la calidad de la información SUI
- ✓ Falta de oportunidad del cargue al SUI por parte de los prestadores.
- ✓ Falta de certeza sobre el número de localidades con servicio de energía en las ZNI.

6 SITUACIÓN COMERCIAL

En el presente capítulo se presenta un análisis de las principales características del mercado de energía eléctrica ubicado en las 36 cabeceras municipales³⁴ de las ZNI, con consulta de información posterior a la fecha de corte del 20 de junio de 2018, según se indica en cada ilustración. Dicho análisis se enfocó en los suscriptores del servicio, los costos de prestación y las tarifas aplicadas.

Se aclara que la información presenta algunas diferencias con la información consignada en el capítulo 3 “*Caracterización de las ZNI*” de este documento, en la medida en que, para este caso, no se utilizó como fuente la información proveniente de los certificados de existencia y prestación del servicio cargados en el SUI, sino los reportes comerciales de los prestadores. Lo anterior, con el fin de poder comparar la evolución de los mercados entre los años 2016 y 2017.

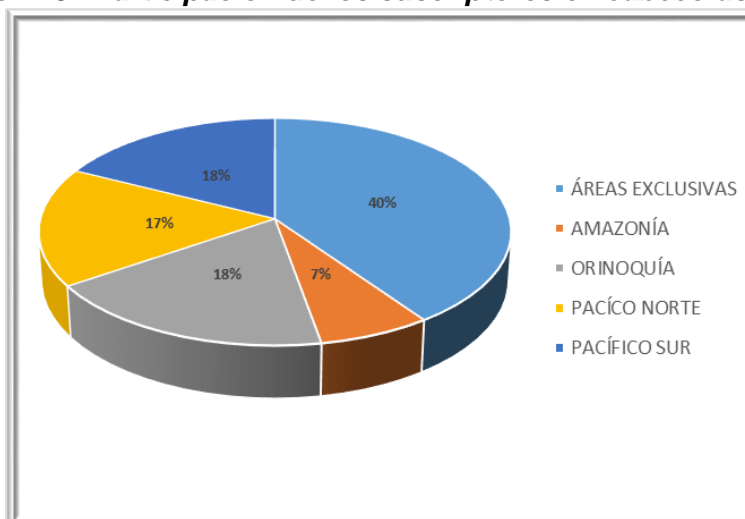
6.1 Distribución de suscriptores

De conformidad con la distribución de los 83.164 suscriptores registrados en el SUI ubicados en las cabeceras municipales de la ZNI en el 2017, el 39,3% se concentraron en las ASES, el 17,8% en la Orinoquía, el 17,2% en el Pacífico Sur, el 16,5% en el Pacífico Norte y el 6,8% en la Amazonía.

Ahora bien, la distribución de suscriptores por estrato y uso en las cabeceras municipales de la ZNI es la siguiente: el 55,3% corresponde al estrato 1, el 20,6% al estrato 2, el 10,6% al estrato 3 y 1,5% al estrato 4. El sector no residencial representa aproximadamente el 11%.

En la Ilustración 13 se indica la distribución de suscriptores por cabeceras municipales correspondientes al año 2017.

Ilustración 13. Participación de los suscriptores en cabeceras por zona.



Fuente: SUI.

³⁴ Cabecera Municipal (CM): Corresponde al área más densamente poblada del municipio y lugar donde funciona la sede de la Alcaldía Municipal. Su área geográfica está definida por un perímetro urbano, cuyos límites se establecen por “acuerdos” del Concejo Municipal.

6.1.1 Zona ASES

A continuación, se presenta el comportamiento de los suscriptores del servicio público de energía para los mercados de San Andrés, Providencia, Leticia y Puerto Nariño.

Tabla 12 Comportamiento de suscriptores Zona ASES

CABECERA	2016	2017	VARIACIÓN %
LETICIA	9.708	10.372	7%
PUERTO NARIÑO	651	723	11%
SAN ANDRÉS	19.534	19.327	-1%
PROVIDENCIA	2.210	2.230	1%
TOTAL	32.103	32.652	2%

Fuente: Información comercial certificada por los prestadores en el FORMATO ZNI C.1. Información Comercial para los sectores Residenciales y No Residenciales al SUI, consultada en junio 30 de 2018.
Cálculos SSPD-DTGE

Como se observa en la Tabla 12 durante el período de estudio, la tasa de crecimiento de los suscriptores fue del 2% respecto al año 2016. Las cabeceras de San Andrés y Leticia tienen el mayor número de suscriptores de la zona en el año 2017 con el 57,6% y 33,2% respectivamente, seguido por Providencia con el 6,6% y Puerto Nariño el 2,2%.

En cuanto a la participación por estrato y sector, se destaca que el estrato 2 concentra el mayor número de suscriptores con un 31,7%, seguido por los estratos 3 y 1 con un 24% y 23,7%, respectivamente. En el sector no residencial, el sector comercial cuenta con el 11,6%, seguido por el oficial con un 2% y el industrial 1% del total de suscriptores de la zona.

6.1.2 Zona Amazonia

De forma análoga, en la Tabla 13, se presenta el comportamiento de los suscriptores del servicio público de energía para los mercados de Mitú, Miraflores, Taraira, Carurú y Puerto Leguízamo.

Tabla 13 Comportamiento de Suscriptores Zona Amazonia

CABECERA	2016	2017	VARIACIÓN
CARURU	183	183	0%
MIRAFLORES	394	470	19%
MITÚ	1.721	1.770	3%
PUERTO LEGUIZAMO	2.921	3.059	5%
TARAIRA	133	153	15%
TOTAL	5.352	5.635	5%

Fuente: Información comercial certificada por los prestadores en el FORMATO ZNI C.1. Información Comercial para los sectores Residenciales y No Residenciales al SUI, consultada en junio 30 de 2018.
Cálculos SSPD-DTGE

Tal como se muestra en la Tabla 13, no se presentan cambios significativos en el período, la cabecera de Puerto Leguízamo cuenta con el mayor número de suscriptores de la zona en el último año con el 54,3%, seguido de Mitú con el 31,4%, Miraflores con el 8,3% y Carurú y Taraira con el 3,2% y 2,7%, respectivamente. El crecimiento de suscriptores en las cinco cabeceras municipales fue del 5%.

En relación con la participación por estrato y sector, se evidenció que el estrato 1 concentra el mayor número de suscriptores con más del 68%, seguido del estrato 2 con el 21% y el sector comercial que tiene una participación del 7% en el 2017.

6.1.3 Zona Orinoquia

En esta zona se observa un incremento significativo en el número de suscriptores de las cabeceras municipales durante el período, esta variación del 14% se constituye en la más alta de las zonas estudiadas, según se indica en la Tabla 14. Inírida y Puerto Carreño, con el 37% y 36%, respectivamente, concentran el mayor número de suscriptores de la zona, seguidos por La Primavera con un 11%. Por otra parte, Cumaribo con el 8%, Santa Rosalía con el 5% y Mapiripán con el 4%, tienen el menor número de suscriptores de la zona.

Tabla 14 Comportamiento de Suscriptores Zona Orinoquia

CABECERA MUNICIPAL	2016	2017	VARIACIÓN
MAPIRIPÁN	544	610	12%
INÍRIDA	4.595	5.430	18%
CUMARIBO	989	1.121	13%
PUERTO CARREÑO	4.610	5.310	15%
SANTA ROSALÍA	721	733	2%
LA PRIMAVERA	1.592	1.640	3%
TOTAL	13.051	14.844	14%

Fuente: Información comercial certificada por los prestadores en el FORMATO ZNI C.1. Información Comercial para los sectores Residenciales y No Residenciales al SUI, consultada en junio 30 de 2018.
Cálculos SSPD-DTGE

En el sector residencial la mayor participación la tiene el estrato 1 con un 61% en el 2017, seguido por el estrato 2 con un 24% y el 3 con un 2%. En el sector no residencial, el comercial cuenta con el mayor número de suscriptores con un 10% y el oficial solo representa el 2% del total.

6.1.4 Zona Pacífico Norte

En la Tabla 15 se presenta el comportamiento de los suscriptores del servicio público de energía para las doce cabeceras ubicadas en los departamentos de Antioquia y Chocó. Se evidencia un incremento del 3% en el número de suscriptores de la zona entre los años 2016 y 2017. Al revisar la participación, se muestra que en el 2017 Acandí con el 23% y Ciudad Mutis con el 20% tienen la mayor concentración de suscriptores, seguido por Unguía con el 12% y Pizarro con un 11%. Otras localidades como Nuquí y Vigía del Fuerte representan el 8% y 7%, respectivamente. Por último, las cabeceras Pie de Pató, Bojayá, Beté y Sipí tienen el 10% restante de los suscriptores.

En cuanto a la participación, se evidencia que el estrato 1 concentra el mayor número de suscriptores con el 89% y el estrato 2 solo tiene un 4%. En relación con los suscriptores no residenciales, los sectores comercial y oficial representan el 7%.

Tabla 15 Comportamiento de los Suscriptores Zona Pacífico Norte

CABECERA MUNICIPAL	2016	2017	VARIACIÓN
ACANDÍ	3.052	3.127	2%
CIUDAD MUTIS	2.758	2.758	0%
BETÉ	280	294	5%
BOJAYÁ	442	443	0%
EL LITORAL DE EL SAN JUAN	474	506	7%
JURADÓ	658	701	7%
NUQUÍ	1111	1108	-0,3%
PIE DE PATÓ	447	447	0%
PIZARRO	1.447	1.455	1%
SIPÍ	275	281	2%
UNGUÍA	1.436	1.683	17%
VIGÍA DEL FUERTE	948	948	0%
TOTAL	13.328	13.751	4%

Fuente: Información comercial certificada por los prestadores en el FORMATO ZNI C.1. Información Comercial para los sectores Residenciales y No Residenciales al SUI, consultada en junio 30 de 2018.
Cálculos SSPD-DTGE

6.1.5 Zona Pacífico Sur

De forma similar a las zonas anteriores, en la Tabla 16 se presenta el comportamiento de los suscriptores del servicio público de energía para las nueve cabeceras ubicadas en los departamentos de Cauca y Nariño.

Tabla 16 Comportamiento de Suscriptores Zona Pacífico Sur

CABECERA MUNICIPAL	2016	2017	VARIACIÓN
EL CHARCO	2.086	2.124	2%
FRANCISCO PIZARRO	1.534	1.371	-11%
GUAPI	3.475	3.613	4%
LA TOLA	1.096	1.096	0%
LÓPEZ DE MICAY	1.041	1.102	6%
MOSQUERA	1.206	897	-26%
OLAYA HERRERA*	1246	1246	0,0%
SANTA BÁRBARA*	842	842	0%
TIMBIQUÍ	1.912	1.974	3%
TOTALES	14.438	14.265	-1%

Nota: * Los suscriptores de Santa Bárbara fueron tomados del SUI al mes de diciembre de 2013 y Olaya Herrera información CNM diciembre de 2017.

Fuente: Información comercial certificada por los prestadores en el FORMATO ZNI C.1. Información Comercial para los sectores Residenciales y No Residenciales al SUI, consultada en junio 30 de 2018.
Cálculos SSPD-DTGE

La Tabla 16 ilustra la información donde se muestra una reducción del 1% en el número de suscriptores con respecto al año 2016. Se destaca la reducción de las cabeceras municipales de Francisco Pizarro y Mosquera, de lo cual, no existe evidencia de las causas asociadas.

Al revisar la participación se evidencia que, en el año 2017 la cabecera municipal de Guapi concentra el 25,3% de los suscriptores, seguidas por El Charco con un 14,9% y Timbiquí

con un 13,8%. Otras localidades como Olaya Herrera, Francisco Pizarro, La Tola y López de Micay tienen una participación del 8,7%, 9,6% 7,7% y 7,7%, respectivamente. Por último, Mosquera con un 6,3% y Santa Bárbara³⁵ con el 5,9% completan el total de los suscriptores de la zona.

En cuanto a la participación, se evidencia que el estrato 1 concentra el mayor número de suscriptores con el 98%, seguido del estrato 2 con un 1% y el sector oficial con el mismo porcentaje.

6.2 Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica

La información del Costo Unitario corresponde al valor reportado al SUI para los meses de diciembre del 2016 y 2017, calculado con base en la metodología establecida en la Resolución CREG-091 de 2007.

En la Tabla 17 se evidencia que el Costo Unitario más bajo para el período analizado corresponde a Puerto Carreño; mientras que el más alto corresponde a Mitú. Así mismo, se observa que prestadores como Mitú, Taraira y Carurú, entre otros, presentan un costo unitario muy superior al promedio de la mayor parte de las empresas.

Tabla 17 Costo de Prestación del servicio correspondiente a 2016 y 2017

No.	CABECERA	COSTO UNITARIO (\$/KWH) 2016	COSTO UNITARIO (\$/KWH) 2017	VARIACIÓN
1	PUERTO CARRENO	533	663	24%
2	PROVIDENCIA	815	856	5%
3	SAN ANDRÉS	815	856	5%
4	PUERTO LEGUIZAMO	882	984	11%
5	CUMARIBO	886	997	13%
6	SANTA ROSALÍA	886	997	13%
7	UNGUÍA	983	1.031	4,9%
8	LETICIA	1.106	1.072	-3%
9	SIFÍ	1.147	1.088	-5,1%
10	INIRIDA	1.083	1.097	1%
11	ACANDÍ	1.079	1.151	6,6%
12	NUQUÍ	1.085	1.154	6,3%
13	PUERTO NARIÑO	N.D.	1.189	N.D.
14	EL LITORAL DEL SAN JUAN	1.186	1.193	0,6%
15	BAJO BAUDO	1.171	1.199	2,4%
16	GUAFÍ	1.171	1.199	2%
17	LOPEZ DE MICAY	1.159	1.216	5%
18	MAPIRIPAN	1.273	1.228	-4%
19	LA PRIMAVERA	1.250	1.229	-2%
20	TIMBIQUÍ	1.081	1.233	14%
21	OLAYA HERRERA	1.269	1.239	-2%
22	EL CHARCO	1.422	1.263	-11%
23	ALTO BAUDO	1.254	1.277	1,8%
24	SANTA BARBARA	1.214	1.300	7%
25	JURADÓ	1.250	1.320	5,6%
26	MOSQUERA	1.403	1.337	-5%
27	VIGÍA DEL FUERTE	1.351	1.357	0,5%
28	LA TOLA	1.195	1.385	16%
29	FRANCISCO PIZARRO	1.373	1.407	2%
30	BOJAYÁ	1.370	1.507	10,0%
31	MIRAFLORES	1.491	1.606	8%
32	MEDIO ATRATO	1.588	1.730	8,9%
33	TARAIRA	1.961	2.222	13%
34	MITÚ	4.713	3.117	-34%
35	CARURÚ	1.764	N.D.	N.D.
36	BAHIA SOLANO	N.D.	N.D.	N.D.

Nota: N.D.= No Disponible

Fuente: Información SUI del 30 de junio de 2018

³⁵ La fuente de información es el CNM, debido a que no hay información cargada en el SUI, en los últimos tres años. Así mismo el CNM es la fuente de información para la cabecera Municipal de La Tola.

6.3 Tarifas

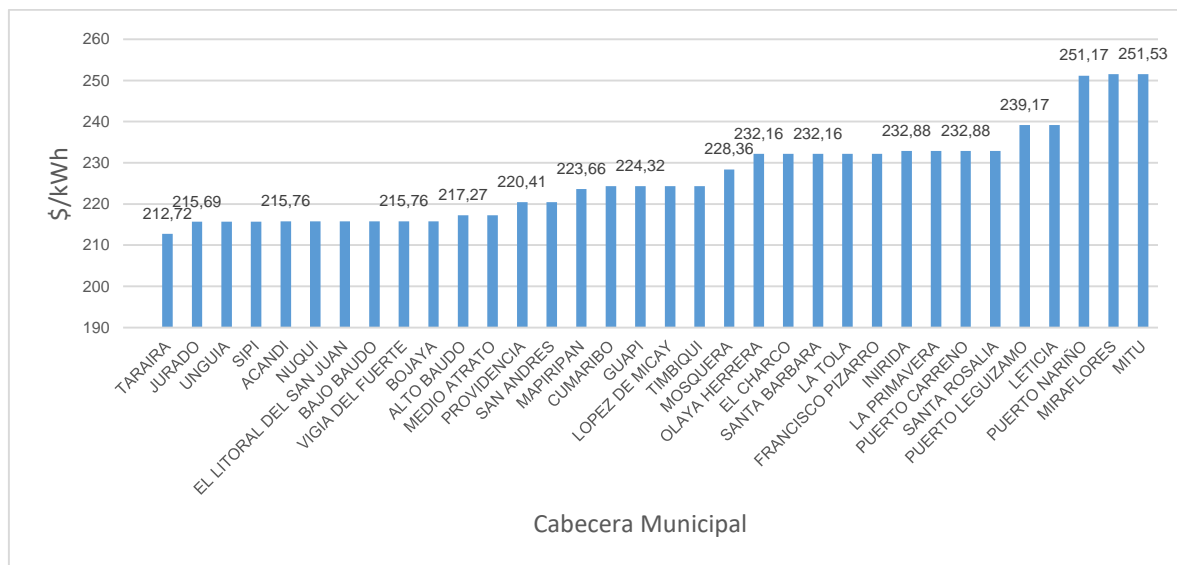
La tarifa para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en las ZNI se enmarca en un esquema establecido por la CREG, organismo que define la metodología y las fórmulas con las cuales se remuneran las actividades de generación, distribución y comercialización.

Actualmente las tarifas se calculan con base en la Resolución CREG 091 de 2007, la cual contiene la metodología para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y la fórmula tarifaria general para determinar el costo unitario de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Ahora bien, el cálculo de la tarifa final³⁶ incluye un esquema de subsidios y tiene como base la tarifa aplicada en el mes anterior a los usuarios residenciales correspondientes al mismo estrato del mercado de comercialización incumbente del SIN, en el departamento donde se encuentran ubicadas las localidades. En caso de que la localidad se encuentre en un departamento que no pertenezca a SIN, se tomará como referencia la tarifa aplicable en la capital del departamento del SIN con punto de conexión a 115 kV más cercano a la capital del departamento al cual pertenece la localidad.

En la Tabla 18 se muestran las tarifas aplicadas en las cabeceras municipales de las ZNI. En términos generales las tarifas no presentan variaciones significativas. Para el mes de diciembre de 2017, la tarifa más baja en el estrato 1 correspondió a Taraira con un valor de 212,72 \$/kWh y la más alta Miraflores y Mitú con un precio de 251,53 \$/kWh (ver Ilustración 14). Por otro lado, el sector comercial más alto correspondió a Taraira con un valor de 1.905,77 \$/kWh y el más bajo correspondió a Inírida con una tarifa de 549,62 \$/kWh.

Ilustración 14. Ranking tarifas del estrato 1 para las cabeceras municipales ZNI diciembre de 2017.



Fuente: SUI, cálculos SSPD-DTGE.

³⁶ Artículo 2 de la Resolución 182138 del 2007 expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

Tabla 18 Tarifas por estrato aplicadas a las cabeceras municipales en diciembre de 2016-2017.

CABECERA	ESTRATO 1		COMERCIAL		OFICIAL		COMERCIALIZADOR DE REFERENCIA DEL SIN PARA CALCULAR LA TARIFA
	2016	2017	2016	2017	2016	2017	
ACANDI	203,13	215,76	907,13	933,78	907,13	933,78	DISPAC S.A. E.S.P.
ALTO BAUDO	200,58	217,27	685,1	997,89	685,1	997,89	DISPAC S.A. E.S.P.
BAJO BAUDO	203,16	215,76	794,04	992,23	794,04	992,23	DISPAC S.A. E.S.P.
BOJAYA	203,16	215,76	955,08	992,23	955,08	992,23	DISPAC S.A. E.S.P.
CARURU	210,07	N.D.	571,04	N.D.	571,04	N.D.	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUA VIARE SA ESP
CUMARIBO	224,2	232,88	557,37	852,6	557,37	852,6	ELECTROVICHADA S.A. E.S.P.
EL CHARCO	223,28	232,16	656,71	831,21	656,71	831,21	CEDENAR S.A. E.S.P.
EL LITORAL DEL SAN JUAN	203,16	215,76	955,08	992,23	955,08	992,23	DISPAC S.A. E.S.P.
FRANCISCO PIZARRO	223,28	232,16	794,04	824,92	794,04	824,92	CEDENAR S.A. E.S.P.
GUAPI	224,32	224,32	820,69	852,44	820,69	852,6	COMPANÍA ENERGETICA DE OCCIDENTE
INIRIDA	224,2	232,88	533,36	549,62	533,36	549,62	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
JURADO	203,16	215,69	889,74	677,53	889,74	677,53	DISPAC S.A. E.S.P.
LA PRIMAVERA	224,2	232,88	623,77	607,55	623,77	607,55	ELECTROVICHADA S.A. E.S.P.
LA TOLA	223,28	232,16	800,09	831,21	800,09	831,21	CEDENAR S.A. E.S.P.
LETICIA	230,23	239,18	728,57	756,79	728,57	630,75	Resolución No. 40719 del 27 de julio de 2016 del MME
LOPEZ DE MICAY	224,32	224,32	820,69	852,6	820,69	852,6	COMPANÍA ENERGETICA DE OCCIDENTE
MAPIRIPAN	215,29	223,66	557,37	609,48	557,37	609,48	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
MEDIO ATRATO	203,16	217,27	685,1	640,48	685,1	533,73	DISPAC S.A. E.S.P.
MIRAFLORES	242,11	251,53	577,48	599,94	577,48	599,94	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUA VIARE SA ESP
MITU	242,11	251,53	807,52	599,94	807,52	599,94	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUA VIARE SA ESP
MOSQUERA	223,28	228,36	710,3	738,09	710,3	738,09	CEDENAR S.A. E.S.P.
NUQUI	203,13	215,76	955,08	992,23	955,08	992,23	DISPAC S.A. E.S.P.
OLAYA HERRERA	223,28	232,16	801,1	831,21	801,1	831,21	CEDENAR S.A. E.S.P.
PROVIDENCIA	211,69	220,41	479,77	427,69	499,53	356,41	Resolución No. 160 de 2008 modificada por la 073 de 2009
PUERTO CARRENO	224,2	232,88	533,36	549,62	533,36	549,62	
PUERTO LEGUIZAMO	230,21	239,17	671,63	697,75	671,63	697,75	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO
PUERTO NARIÑO	230,23	251,17	624,57	728,57	520,83	728,57	EMPRESA DE ENERGIA DEL AMAZONAS
SAN ANDRES	211,69	220,41	479,77	427,69	499,53	356,41	Resolución No. 160 de 2008 modificada por la 073 de 2009
SANTA BARBARA	223,28	232,16	800,09	831,21	800,09	831,21	CEDENAR S.A. E.S.P.
SANTA ROSALIA	224,2	232,88	601	579,05	601	579,05	ELECTROVICHADA S.A. E.S.P.
SIPI	203,16	215,71	609,48	640,17	609,48	551,42	DISPAC S.A. E.S.P.
TARAIRA	212,96	212,72	1905,77	1905,77	1905,77	1919	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUA VIARE SA ESP
TIMBIQUI	224,32	224,32	820,69	N.D.	820,69	N.D.	COMPANÍA ENERGETICA DE OCCIDENTE
UNGUIA	203,16	215,71	906,65	941,94	906,65	941,94	DISPAC S.A. E.S.P.
VIGIA DEL FUERTE	199,38	215,76	952,85	989,9	952,85	989,9	DISPAC S.A. E.S.P.

Nota: N.D. No Disponible

Fuente: Información SUI correspondiente a diciembre de 2016 y 2017 consultada el 15 de agosto de 2018

7 CALIDAD DEL SERVICIO

En esta sección se analiza la calidad del servicio de energía eléctrica en las ZNI, toda vez que ésta repercute directamente en el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios y se constituye en motor de desarrollo para las regiones.

Para realizar el análisis de calidad del servicio presentado en este numeral, se recopilaron los datos correspondientes a las horas promedio mensual de generación de energía eléctrica en las 36 cabeceras municipales pertenecientes a las ZNI de los informes mensuales de telemetría elaborados por el CNM, para los años 2015, 2016 y 2017.

Para este propósito, es indispensable contar con equipos de monitoreo y transmisión de datos de parámetros técnicos como energía activa y reactiva, corrientes y voltajes, entre otros; función que es realizada por CNM. Como se indicó en el documento *“Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI 2017”*, la regulación de calidad está establecida en el artículo 33 de la Resolución CREG-091 de 2007³⁷.

En los numerales siguientes se presenta el promedio de horas anuales de generación, actividad primordial en la cadena del servicio de energía eléctrica prestado en las cabeceras municipales pertenecientes a las ZNI. El análisis se realiza para cada una de las 5 zonas geográficas establecidas en este documento, con el fin de compararlas entre sí y visualizar cuál ha sido la tendencia de la calidad de servicio en el periodo de tiempo objeto de análisis.

Para el mes de agosto de 2018, el CNM contaba con 92 localidades con telemetría, en las cuales estaban incluidas todas las cabeceras municipales. También es importante mencionar que, a partir del 22 de junio de 2018, la línea de interconexión Cauca– Nariño entró en operación, motivo por el cual las nueve cabeceras municipales del Pacífico Sur dejaron de pertenecer a las ZNI; sin embargo, las mismas se incluyen en la medida en que mantuvieron su condición de ZNI durante todo el año 2017.

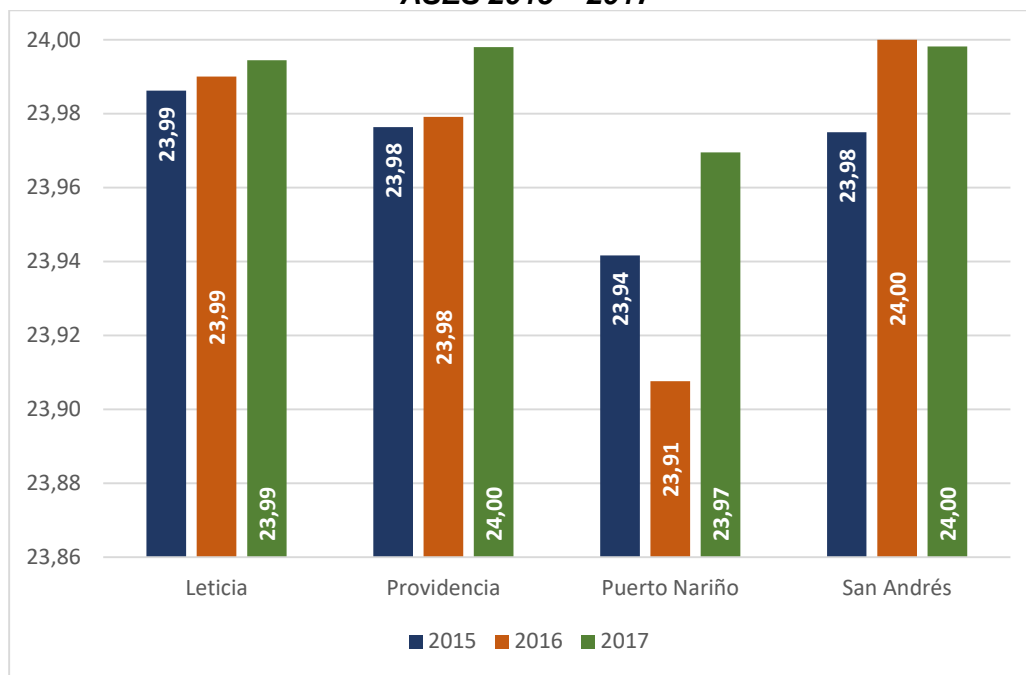
7.1 Zona ASES

El ASE de Amazonas, la cual incluye las cabeceras municipales de Leticia y Puerto Nariño, son atendidas por el Concesionario ENAM S.A. ESP. Según la Ilustración 15 se evidencia que el aumento de la calidad del servicio en términos generales es progresivo, puesto que en el año 2015 correspondió al 99,85% de continuidad, para el 2016 fue del 99,79% y para el 2017 fue del 99,92%.

Es importante aclarar que, para el período comprendido entre los meses de julio a diciembre de 2016, en la central de generación de Leticia, el sistema de telemetría del CNM no midió la energía producida por la central, debido a que las unidades con las cuales se generó no estaban conectadas al sistema de medición. Por este motivo, se excluyeron los periodos mencionados del cálculo de horas promedio de energía generada.

³⁷ El numeral b) del artículo 33 de la Resolución CREG 091 de 2007 indica que: *“Hasta que no se regule lo contrario, para aquellas localidades con servicio las 24 horas, el índice de desconexiones del servicio (DES) no podrá superar los índices vigentes para el grupo 4 de calidad del SIN”*. Sin embargo, este indicador de calidad está asociado a cada uno de los circuitos de distribución de media tensión y el CNM no realiza monitoreo por circuito de distribución, sino por central de generación.

Ilustración 15 Horas Promedio Diarias de Generación de Energía Eléctrica Zona ASES 2015 – 2017



Fuente: CNM período enero de 2015 - diciembre de 2017. Construcción SSPD-DTGE

Por su parte, el ASE correspondiente al Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, cuenta con las cabeceras municipales de San Andrés y Providencia. Esta zona es atendida por el concesionario de energía SOPESA S.A. ESP.

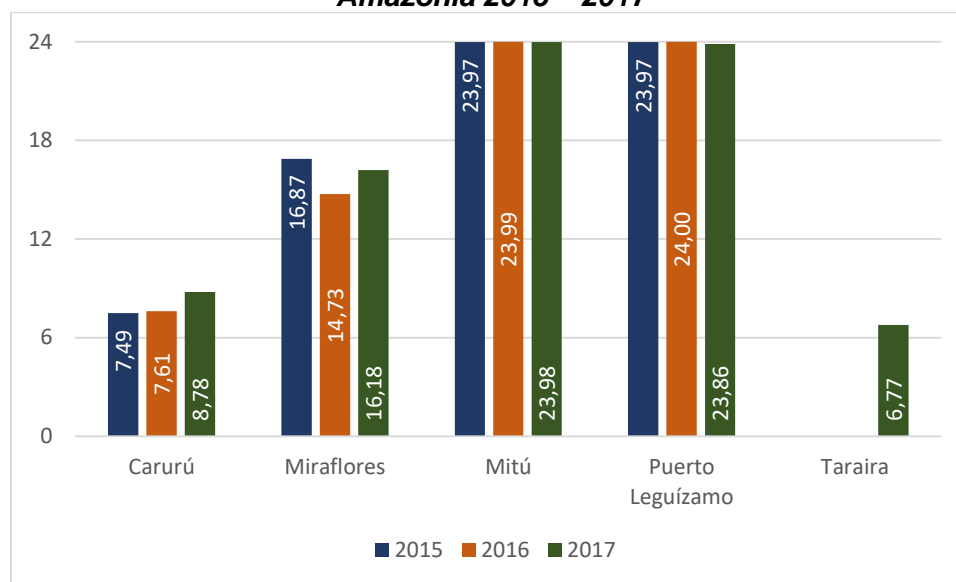
Según la Ilustración 15 la calidad del servicio en el Archipiélago de San Andrés y Providencia ha mejorado progresivamente, puesto que en el 2015 la continuidad fue de 99,90%, en 2016 de 99,96% y en 2017 de 99,99%.

Para concluir, el promedio de la zona ASES es de 23,97 horas diarias de prestación del servicio.

7.2 Zona Amazonia

Esta zona está conformada por los departamentos de Caquetá, Guaviare, Vaupés y Putumayo; sin embargo, solamente existen cabeceras municipales en los últimos tres. Para efectos del presente análisis, se tuvieron en cuenta las cabeceras municipales de Miraflores en el departamento del Guaviare; Mitú, Taraira y Carurú en el departamento del Vaupés y Puerto Leguízamo en el departamento del Putumayo. Esta zona es atendida por las Alcaldías de Taraira, Carurú, Miraflores y la Gobernación del Vaupés para el municipio de Mitú (en esta capital quien genera es GENSA S.A. ESP). Por su parte, en Puerto Leguízamo atiende a los usuarios EMPULEG ESP; sin embargo, la empresa que genera energía eléctrica es CEDENAR S.A. E.S.P. En esta zona el mercado de energía eléctrica es de libre competencia.

Ilustración 16 Horas Promedio Diarias de Generación de Energía Eléctrica Zona Amazonia 2015 – 2017



Fuente: CNM período enero de 2015 - diciembre de 2017. Construcción SSPD-DTGE

Según se muestra en la Ilustración 16, para el municipio de Taraira no hubo telemetria entre enero de 2015 y julio de 2017 por remodelación de la central de generación. A partir del 31 de octubre de 2017 se reportó falla en la central de generación, información que se incluyó en el cálculo del promedio de horas de generación³⁸. El servicio se restableció en febrero de 2018. Las horas promedio diario de servicio están en el orden de 6,77 horas; sin embargo, el promedio se ve muy afectado por la interrupción del servicio durante un periodo tan amplio.

Por su parte Miraflores presentó un promedio durante el horizonte de evaluación 2015–2017 de 15,93 horas. En esta cabecera municipal no se reportaron incidentes con la telemetría. En Carurú no hubo telemetría entre marzo y agosto de 2015. El promedio diario de horas de generación de energía es 7,96 horas durante el periodo objeto de evaluación.

En cuanto a la Cabecera Municipal de Mitú no hubo reporte de telemetría desde mayo de 2016 hasta agosto de 2016 debido a que el circuito de Yararaca no tenía telemetría. Esto puede indicar que en estos meses la generación se realizó desde la Pequeña Central Hidroeléctrica de Mitú -PCH Mitú-. El promedio de horas de generación es de 23,98 horas³⁹.

Respecto a la Cabecera Municipal de Puerto Leguizamo, el promedio de horas durante los tres años de análisis fue de 23,94 horas.

Se debe considerar que en Carurú y Taraira el transporte del combustible es demasiado complejo y costoso, debido a que debe realizarse por vía aérea desde San José del

³⁸ De acuerdo con la metodología utilizada para el presente análisis, no se incluye en los cálculos los periodos de tiempo en los cuales la telemetría no funciona por “daños en los equipos de telemetría” o cualquier otra circunstancia relacionada con este servicio de captura y transmisión de datos, de conformidad con la información plasmada por el CNM del IPSE en los informes mensuales de telemetría. En este caso sí se incluyó, puesto que la presunta falla es del prestador del servicio de energía.

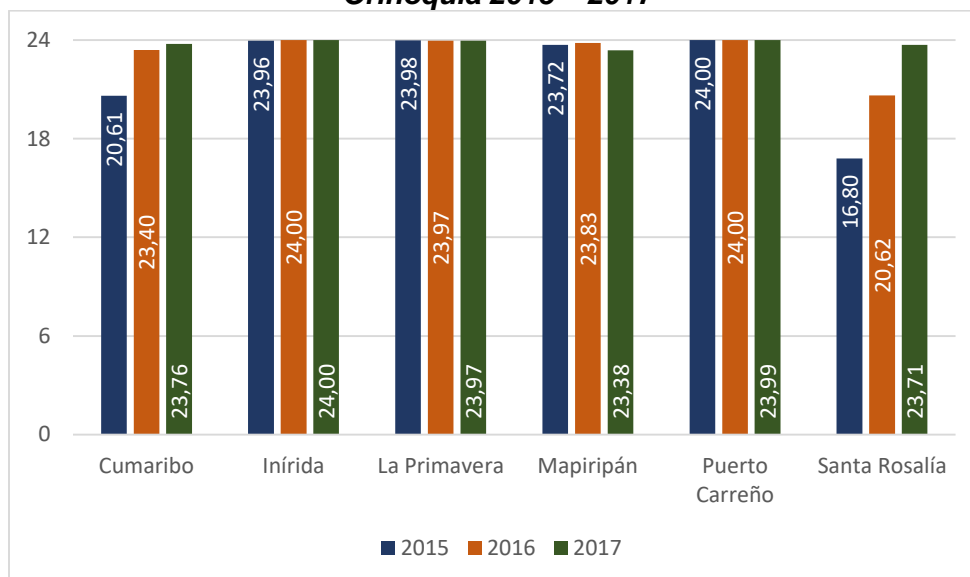
³⁹ En este caso, el promedio diario de horas de prestación del servicio no se ve afectado, puesto que no corresponde a presunta falla en la prestación del servicio atribuible al prestador, por el contrario, corresponde a factores propios de la ubicación de los equipos de medición que en nada afectan la prestación del servicio público.

Guaviare a Mitú y posteriormente de Mitú a Taraira o Carurú, respectivamente. Por este motivo es conveniente implementar proyectos de generación con fuentes energéticas locales con el fin de mejorar los índices de continuidad del servicio.

7.3 Zona Orinoquia

Esta zona está conformada por los departamentos de Casanare, Guainía, Vichada y Meta; sin embargo, solamente existen cabeceras en los últimos tres. En la Ilustración 17 se presentan las horas promedio de generación en cada una de las cabeceras municipales pertenecientes a los departamentos citados anteriormente.

Ilustración 17 Horas Promedio Diarias de Generación de Energía Eléctrica Zona Orinoquia 2015 – 2017



Fuente: CNM – IPSE período enero de 2015 - diciembre de 2017. Construcción SSPD- DTGE.

En el departamento de Vichada está la cabecera municipal de Santa Rosalía, cuyo promedio diario de prestación del servicio durante el año 2015 fue de 16,8 horas; se reportó daño en los equipos de telemetría durante los meses de mayo a julio de 2016. En este año el promedio fue de 20,62 horas y en 2017 fue de 23,71 horas; en este periodo de tiempo, no hubo telemetría para los meses de febrero, julio, agosto y diciembre por daño en los equipos de telemetría⁴⁰.

Para la cabecera municipal de Cumaribo, se calculó un promedio diario de prestación del servicio de 20,61 horas en 2015; en 2016 el promedio fue de 23,40 horas y en 2017 fue de 23,76 horas, de modo tal que la calidad de la actividad de generación ha venido mejorando progresivamente, al igual que en Santa Rosalía.

Por su parte, para La Primavera, el promedio de horas de generación se mantuvo casi constante en 23,97 horas en promedio para los tres años analizados.

⁴⁰ De conformidad con la metodología implementada para el cálculo de calidad del servicio se excluye este periodo de tiempo, debido a que la ausencia de datos no es atribuible a falla en la prestación del servicio de energía eléctrica.

En la capital departamental Puerto Carreño, el promedio es de 23,995 horas al año. Esto quiere decir que el porcentaje de horas que no hubo generación corresponde al 0,021%, es decir, durante el año, solo se dejó de generar 1,825 horas. El servicio de energía es atendido por la ELECTROVICHADA S.A. ESP y la energía es suministrada mediante interconexión con Venezuela; sin embargo, existe una capacidad de respaldo importante conformada por cinco (5) grupos electrógenos, cuya potencia es de 4.450 kW, según informes de telemetría del CNM – IPSE.

Para Mapiripán en el departamento del Meta, el promedio es de 23,68 horas durante los tres años objeto de análisis.

Por su parte, para la capital del departamento de Guainía, Inírida, se tiene que el promedio de generación de energía eléctrica es de 23,986 horas al año. El porcentaje de horas que no hubo generación corresponde al 0,058%, es decir, durante el año solo se dejó de generar 5,11 horas. El servicio de energía es atendido por la empresa EMELCE S.A. ESP y la generación es realizada por GENSA S.A. ESP.

En síntesis, el promedio total de las cabeceras municipales de esta zona corresponde a 23,09 horas diarias. Es decir que el promedio de horas de prestación del servicio de energía aumentó, evidenciando una mejora significativa en la calidad del servicio. En 2015 la continuidad fue de 92,41%; en 2016 de 97,09% y en 2017 de 99,17%.

7.4 Zona Pacífico Norte

Esta zona está conformada por los departamentos de Antioquia y Chocó, cuyos municipios son: Vigía del Fuerte perteneciente a Antioquia y Acandí, Ciudad Baudó, Bahía Solano (Ciudad Mutis), Bellavista, Santa Genoveva de Docordó, Juradó, Beté, Pizarro, Unguía, Nuquí y Sipí correspondientes al Chocó según se indica en la Ilustración 18 que se presenta en este numeral.

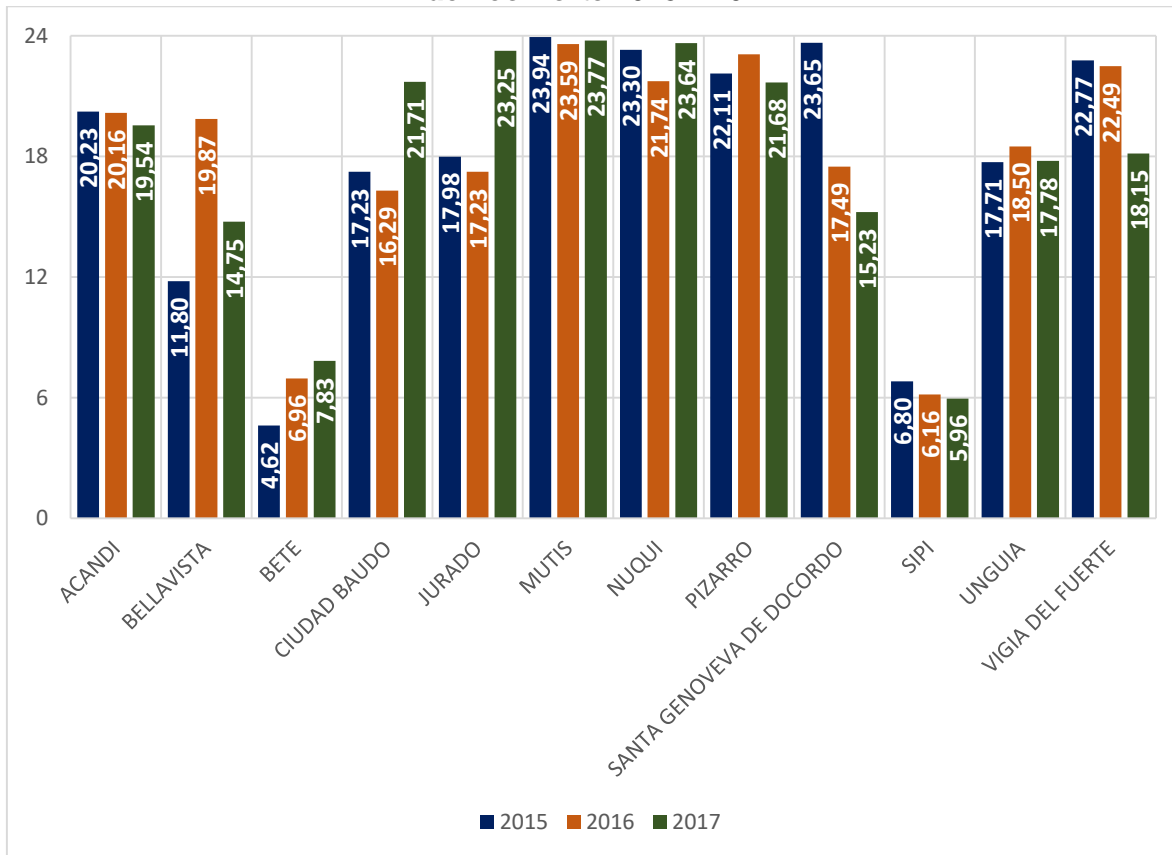
Para el caso de Bellavista, en el año 2015 solo hubo telemetría para los meses de enero, junio y julio; de febrero a mayo la central de generación se estaba remodelando y para los meses de agosto a diciembre se reportó que la antigua planta estaba sin sistema de telemetría. El promedio de horas de generación para dicho año fue de 11,8 horas.

En el año 2016 no hubo telemetría entre enero y marzo y el promedio de generación de energía fue de 19,87 horas; por su parte, en el año 2017, durante los meses de febrero, mayo, junio, agosto y diciembre, no contaron con telemetría por cambio de grupos electrógenos y por daño en la telemetría y el promedio de generación fue de 14,75 horas.

De Santa Genoveva de Docordó se destaca que las horas de generación de energía entre el 2015 y el 2017 decrecieron en 35,59%. Lo anterior debido a fallas técnicas en las unidades de generación y a la dificultad de conseguir los repuestos, según información suministrada por el prestador del servicio.

Por su parte, Juradó mejoró su promedio de horas de generación de energía en un 29,29% en el mismo periodo de tiempo. Sin embargo, el promedio equivalente en este periodo de tiempo es de 19,5 horas lo que significa que, en porcentaje, la generación corresponde al 81% de las horas totales del año, es decir, durante 1.646 horas del año no se realizó la actividad de generación en esta cabecera municipal.

Ilustración 18 Horas Promedio Anual de Generación de Energía Eléctrica Zona Pacífico Norte 2015 – 2017.



Fuente: CNM período enero de 2015 - diciembre de 2017. Construcción SSPD-DTGE

En relación con Beté, durante el período entre enero a mayo del año 2015, no hubo telemetría debido a que se remodeló la central de generación. El promedio diario fue de 4,62 horas. En marzo, junio y julio de 2016 no hubo telemetría y el promedio de horas fue de 6,96 horas. En el año 2017 no hubo servicio en los meses de octubre y noviembre y, en diciembre solo hubo 6 días de servicio debido a falta de combustible; su promedio fue de 7,83 horas. En este caso sí se tuvo en cuenta para el cálculo del promedio el periodo en el cual no hubo prestación del servicio de energía⁴¹. A pesar de esta situación, las horas de prestación en la cabecera aumentaron 12% entre el 2015 y el 2017.

En Sipí solo se genera en promedio 6,3 horas diarias al año, caso crítico que deberá ser objeto de análisis detallado por parte de la SSPD.

La cabecera de Bellavista – Bojayá cuenta con un promedio de 15,47 horas para el periodo analizado, teniendo su mejor promedio para el año 2016 con 19,87 horas y su promedio más bajo con 11,8 horas para el año 2015. Para efectos del presente análisis, el colapso de las unidades de generación ocurrido el 28 de diciembre de 2017 no incide de forma significativa, puesto que fueron solo tres días sin servicio. Sin embargo, la salida de las unidades de generación en el primer semestre de 2018 causó gran impacto en la prestación

⁴¹ De conformidad con la metodología implementada en la realización del análisis de calidad se incluyó este periodo sin servicio, debido a que solo se excluyen fallas en el sistema de telemetría. La falta de combustible para generar energía eléctrica presuntamente es responsabilidad del prestador del servicio.

del servicio de energía eléctrica, puesto que esta población duró aproximadamente cuatro meses sin servicio, hecho que es materia de investigación por parte de esta Superintendencia.

Situación similar ocurre con Unguía, sus promedios de horas de servicio para los años 2015, 2016 y 2017 fueron 17,71; 18,5 y 17,78 horas respectivamente, presentando daño en las unidades de generación para el año 2018; hecho que dejó sin servicio de energía a esta población por un lapso de más de dos meses; situación que también investiga la entidad.

La cabecera municipal de esta zona donde se genera la mayor cantidad de horas al año en promedio durante los tres años objeto de análisis es en Mutis, cuyo promedio es de 23,76 horas, seguido de Nuquí que presenta un promedio de 22,89 horas. En tercer lugar, le sigue Pizarro que refleja un promedio de 22,29 horas. En cuarto lugar, se tiene a Vigía del Fuerte con 21,13 horas promedio; Acandí es la quinta cabecera municipal con un promedio de 19,97 horas seguido de Juradó con 19,48 horas. En séptimo lugar se ubica Santa Genoveva de Docordó con 18,79; en la octava posición está Ciudad Baudó con 18,41 horas seguido de Unguía con 17,99 horas. En la décima posición se tiene a Bellavista con 15,47 horas seguido de Beté con 6,47 horas y finalizando se ubica la cabecera de Sipí con 6,31 horas.

Para esta zona, la calidad del servicio en términos de continuidad se mantuvo constante para el periodo objeto de análisis en cerca de 17,75 horas diarias; esto es, en 2015 la continuidad fue del 73,67%; en 2016 del 74,15% y en 2017 del 74,05%.

7.5 Zona Pacífico Sur

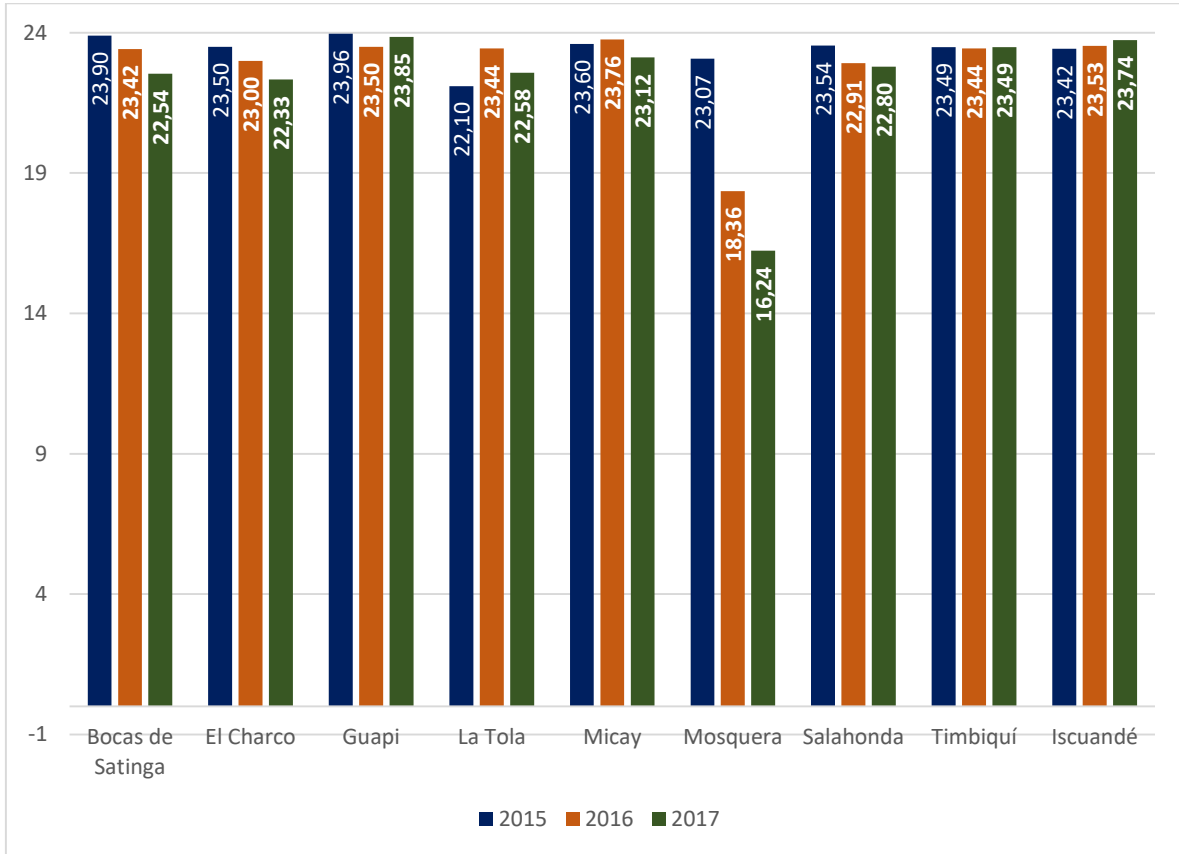
Esta zona está conformada por las cabeceras municipales de La Tola, El Charco, Mosquera, Santa Bárbara de Iscuandé, Olaya Herrera, Francisco Pizarro, todas ellas pertenecientes al departamento de Nariño y López de Micay, Guapi y Timbiquí correspondientes al departamento del Cauca; si bien el departamento del Valle se incluye en esta zona, no tiene cabeceras municipales. Es importante mencionar que, a partir del 18 de mayo del 2018⁴² estas 9 cabeceras municipales se interconectaron al SIN; sin embargo, se han incluido en este análisis porque en el periodo comprendido entre el año 2015 al 2017, hacían parte de las ZNI.

En la Ilustración 19 se muestra un gráfico en el cual están los promedios de horas de generación por localidad para los años 2015, 2016 y 2017.

En esta zona de las ZNI la telemetría presentó menor cantidad de interrupción de datos transmitidos correspondientes a generación de energía eléctrica. En términos generales se evidenció que la cabecera municipal que reflejó el promedio de horas de generación de energía más alto fue López de Micay con 23,49 horas, seguido de Guapi, que en promedio presentó 23,13 horas. En tercer lugar, se ubica Salahonda con un promedio de 23,07 horas, en cuarto lugar, Timbiquí con 22,76 horas, seguido de La Tola con 21,96 horas. En sexto lugar está Bocas de Satinga con 21,31 horas; en séptimo lugar Iscuandé con 20,20 horas; en penúltimo lugar, se tiene la cabecera de El Charco con un promedio de 19,72 horas y por último se ubica Mosquera con 18,33 horas, lo que corresponde al 23,61% de promedio anual de horas en las cuales no se presta el servicio público de energía eléctrica.

⁴² Informado por el MME según oficio radicado SSPD- 20185290542552 de fecha 1 de junio de 2018.

Ilustración 19 Horas Promedio Anual de Generación de Energía Eléctrica Zona Pacífico Sur 2015 – 2017



Fuente: CNM período enero de 2015 - diciembre de 2017. Construcción SSPD-DTGE

La continuidad en las cabeceras de esta zona decreció en términos generales. En 2015 la continuidad fue del 97,5%; en 2016 fue del 95,07% y en el 2017 fue del 92,9%. El promedio consolidado de esta zona es de 21,55 horas equivalente al 95,16%.

8 ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO

En las ZNI se maneja otro régimen empresarial que es el constituido por las Áreas de Servicio Exclusivo – ASE-, estipulado en el Artículo 40 de la Ley 142 de 1994, el cual expresa que las entidades territoriales podrán establecer, mediante invitación pública, áreas de servicio exclusivo por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura de los servicios públicos se pueda extender a las personas de menores ingresos.

En las Resoluciones CREG-091 de 2007, CREG-161 de 2008 y CREG-097 de 2009, se han señalado tres objetivos en la conformación del área geográfica de una ASE:

- Asegurar la extensión de la cobertura y el mejoramiento de la calidad.
- Asegurar la gestión sostenible.
- Buscar los menores costos mediante el aprovechamiento de economías de escala, economías derivadas de localización geográfica y dotación de recursos naturales.

Como se ha mencionado, a la fecha, para la prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia, las únicas áreas de servicio exclusivo existentes son las que pertenecen a San Andrés y Providencia, y al Departamento de Amazonas.

Las competencias sobre las concesiones de las ASE recaen: i) en el ente territorial en cuanto a su establecimiento; ii) en la CREG en cuanto a la definición por vía general de la existencia de los motivos así como el señalamiento de los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse, iii) en la SSPD en cuanto a las acciones de vigilancia y control a la prestación del servicio de energía y al cumplimiento de la normatividad aplicable a las ASE, más no al cumplimiento específico del objeto del contrato de concesión, y iv) al concedente en relación con el cumplimiento del contrato de concesión que, para los casos existentes en el país, es el MME.

8.1 ASE Amazonas

La prestación del servicio de energía eléctrica en el departamento del Amazonas se realiza mediante el Contrato de Concesión 052 de 2010⁴³ suscrito entre el MME y el operador privado Sociedad Futura Energía para el Amazonas S.A. ESP - ENAM S.A. ESP-, éste último quien administra las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en el área de cobertura pactada. Su objeto es: “...*otorgar al Concesionario, por su cuenta y riesgo, la prestación con Exclusividad de las Actividades Concesionadas en el Área conforme con el alcance establecido en la Cláusula 3ª y a cambio de la Remuneración prevista en el presente Contrato.*”⁴⁴. El término de ejecución pactado es de 20 años.

⁴³ Las áreas de servicio exclusivo fueron consagradas en Ley 142 de 1994, Artículo 40.- Áreas de Servicio exclusivo. Por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado, saneamiento ambiental, distribución domiciliaria de gas combustible por red y distribución domiciliaria de energía eléctrica, se pueda extender a las personas de menores ingresos, la entidad o entidades territoriales competentes, podrán establecer mediante invitación pública, áreas de servicio exclusivas, en las cuales podrá acordarse que ninguna otra empresa de servicios públicos pueda ofrecer los mismos servicios en la misma área durante un tiempo determinado. Los contratos que se suscriban deberán en todo caso precisar el espacio geográfico en el cual se prestará el servicio, los niveles de calidad que debe asegurar el contratista y las obligaciones del mismo respecto del servicio. También podrán pactarse nuevos aportes públicos para extender el servicio.

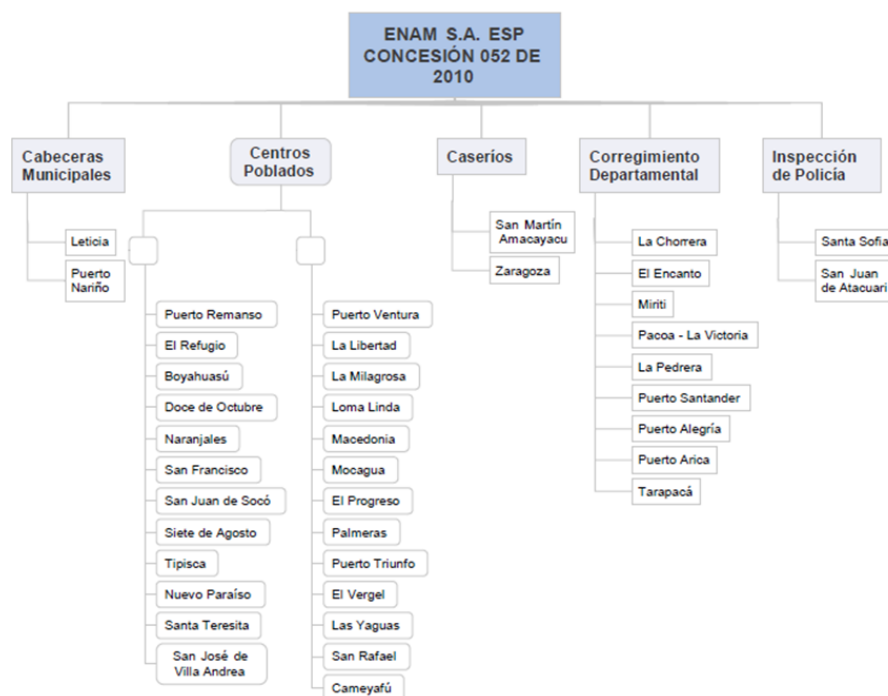
⁴⁴ Ver Cláusula 2 del Contrato de Concesión 052 de 2010.

El 1 de septiembre del 2010 inició la operación del contrato citado, las localidades que hacen parte de la concesión son: Leticia, Puerto Nariño, 9 corregimientos Departamentales, 2 inspecciones de policía, 25 centros poblados y 2 caseríos, tal como se muestra en la Ilustración 20. Este Contrato de Concesión ha tenido siete (7) otrosíes, cuyas principales modificaciones son las siguientes:

- Cierre financiero⁴⁵.
- Obligaciones en relación con la nueva infraestructura⁴⁶.
- Remuneración del concesionario, en el cual, se modificó la componente de la fórmula tarifaria que corresponde a la remuneración de las inversiones del prestador I_{AOMt} ⁴⁷ para el año t del periodo de vigencia, que pasó de \$11.030 millones a \$17.385 millones de pesos de octubre de 2009. En la actualidad, se adelanta un proceso de arbitraje contra el MME en la Cámara de Comercio de Bogotá, que busca una nueva modificación a la remuneración de concesionario.

A la fecha, ENAM no ha iniciado la prestación del servicio de energía en el corregimiento Pacoa – La Victoria, por cuanto el prestador afirma que existen problemas de orden público.

Ilustración 20 Espacio Geográfico Área de Servicio Exclusivo Amazonas – ENAM S.A. ESP



Fuente: Contrato de Concesión 052 de 2010

⁴⁵ Otrosí 1 – “El Concesionario, dentro de los seis (6) meses siguientes a la firma del Acta de inicio de la ejecución del contrato deberá acreditar ante el Concedente y el Interventor que ha obtenido el cierre financiero.

La acreditación del Cierre Financiero por parte del Concesionario consistirá en la entrega de la documentación que demuestre que ENAM cuenta con recursos por cuarenta mil millones de Pesos, para acometer las inversiones y financiar el capital de trabajo para la prestación del servicio.

⁴⁶ Otrosí 3 se modificó el plazo para construir y/o adquirir la nueva infraestructura, de 12 a 24 meses contados a partir del inicio de la fase de inversiones.

⁴⁷ Contrato de 052 de 2010. IAOMt – Componente de la fórmula tarifaria que corresponde a la remuneración de las inversiones del prestador del servicio en activos de las actividades de generación, distribución y comercialización y los gastos de AOM (administración, operación y mantenimiento) para el año t del periodo de vigencia.

8.1.1 Generación

En materia de generación el ASE Amazonas cuenta con una potencia instalada de generación de 23,82 MW⁴⁸, que equivalen a 47 unidades operadas con Diésel. Cuenta con sistema de monitoreo y telemetría por parte del IPSE en las localidades de Leticia, Puerto Nariño y Tarapacá. En la Tabla 19 se presenta el detalle de la capacidad instalada en las Cabeceras municipales de Leticia y Puerto Nariño, y el corregimiento de Tarapacá⁴⁹.

Tabla 19 Capacidad Instalada de Generación Leticia, Puerto Nariño y Tarapacá

LOCALIDAD	No.	MARCA	CAPACIDAD INSTALADA (kW)	ESTADO
LETICIA	1	GMT-D-301	3.030	EN OPERACIÓN
	2	MAN D-401	3.390	EN OPERACIÓN
	3	MTU-501	2.000	EN OPERACIÓN
	4	MTU-1101	2.000	EN OPERACIÓN
	5	MTU-801	2.000	EN OPERACIÓN
	6	WARTSILA D 901	6.970	EN OPERACIÓN
	7	CUMMINS-701	1.825	EN OPERACIÓN
	SUBTOTAL		21.215	EN OPERACIÓN
PUERTO NARIÑO	1	CUMMINS	180	EN OPERACIÓN
	2	CUMMINS	280	EN OPERACIÓN
	3	CUMMINS	180	EN OPERACIÓN
	SUBTOTAL		640	EN OPERACIÓN
TARAPACÁ	1	CUMMINS	180	EN OPERACIÓN
	2	CATERPILAR	113	EN OPERACIÓN
	SUBTOTAL		293	EN OPERACIÓN
TOTAL			22.148	

Fuente: CNM. Diciembre 2017.

Para el año 2017 la generación eléctrica fue aproximadamente 49,1 GWh/año, con una demanda máxima de potencia 7,9 MW en el mes de octubre de 2017 en la capital Leticia⁵⁰, con un crecimiento en la generación de energía eléctrica respecto al año 2016 del 0,05%.

En la Ilustración 21 se muestra el comportamiento de la energía generada desde septiembre de 2010 hasta diciembre de 2017. Se reportó que en el año 2017 los costos promedios de generación ascendieron a 1.072 \$/kWh⁵¹, incluyendo costos del combustible, gastos de operación y mantenimiento. ENAM reportó que para el ASE en 2017 se requirieron 3'077.344⁵² de galones de combustible para operar las unidades de generación.

⁴⁸ Información Técnica Operativa SUI – diciembre de 2017.

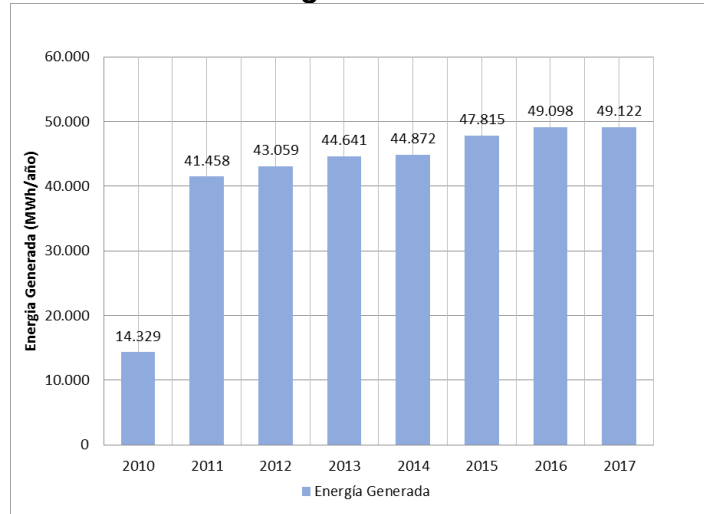
⁴⁹ Informe mensual de telemetría diciembre de 2017 – IPSE.

⁵⁰ Información del CNM - Informe telemetría mes de octubre de 2017.

⁵¹ Costo de la prestación del servicio de energía eléctrica en Leticia, CU a diciembre de 2017.

⁵² Información Técnica Operativa cargada por ENAM S.A. ESP al SUI - 2017

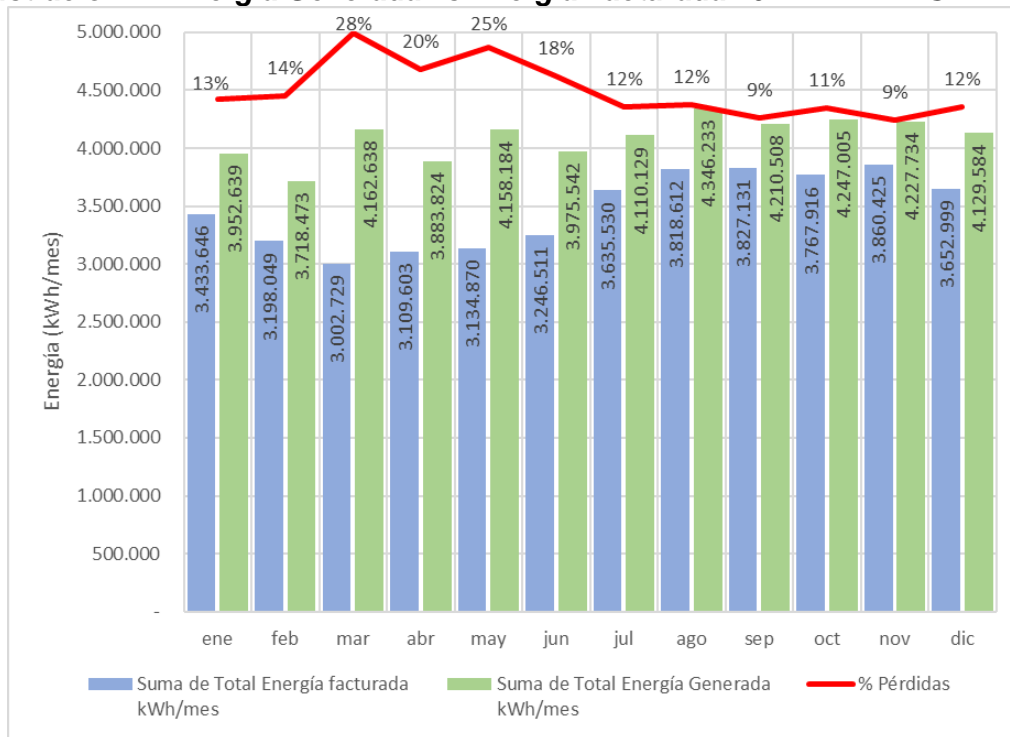
Ilustración 21 Evolución de Energía Generada 2010 - 2017 ENAM S.A. ESP



Fuente: ENAM S.A. ESP - SUI. Diciembre 2017.

En la Ilustración 22 se observa el análisis de la información de energía generada y facturada cargada al SUI para el año 2017, en la cual se evidencia que la diferencia entre energía facturada y generada estuvo en rangos que oscilan entre 9 % para el mes de noviembre y un pico máximo de 28% para el mes de marzo de 2017, este porcentaje representa proporción de energía generada que no fue facturada al usuario final.

Ilustración 22 Energía Generada vs Energía Facturada 2017 – ENAM S.A. ESP.



Fuente: ENAM S.A. ESP⁵³. Diciembre 2017.

⁵³ Por errores encontrados en la Información cargada al SUI, se utilizó información enviada por ENAM S.A. ESP, el prestador solicitó la reversión de la información SUI.

8.1.2 Cobertura

El Departamento del Amazonas cuenta con una cobertura del servicio de energía eléctrica del 71,3%⁵⁴, la demanda en las principales localidades es atendida a través de un sistema de distribución local: en Leticia cuentan con una (1) subestación y 6 circuitos de distribución, mientras en Puerto Nariño y Tarapacá se dispone de una subestación y un circuito de distribución por localidad.

8.1.3 Calidad del servicio

La calidad y continuidad con que ENAM S.A. ESP presta el servicio de energía eléctrica en el Departamento del Amazonas está reflejada por los niveles de interrupciones del servicio de energía dados en términos de duración (DES) y frecuencia (FES).

8.1.3.1 Indicador DES

El indicador DES, hace referencia a la duración en tiempo en que un circuito está por fuera de servicio expresado en horas. En el artículo 33 de la Resolución CREG 091 de 2007 se hace referencia a la calidad del servicio en las localidades con servicio las 24 horas, donde el índice DES no podrá superar los índices vigentes para el grupo 4 de calidad del Sistema Interconectado Nacional SIN.

Además, de acuerdo con lo estipulado en el Anexo 5 del Contrato de Concesión citado, se imponen metas anuales de cumplimiento del indicador DES por circuito, según se muestra en la Tabla 20.

Tabla 20 Metas DES Contractual y Regulatoria ENAM

Periodo Concesión	DES Contractual (h/año)	DES Res. CREG 113 de 2003 Grupo 4 (h/año)
Años 1 al 5	39	39
Años 6 al 10	29	39
Años 11 en adelante	19	39

Fuente: Contrato de Concesión 052 de 2010 – CREG 091 DE 2007

Para el año 2017, los 6 circuitos del sistema de distribución de ENAM S.A. ESP estuvieron 94,8 horas fuera de servicio, siendo el circuito 1 el que presentó mayor tiempo fuera de servicio con 22,8 horas, seguida del circuito 3 con 17,6 horas. Respecto al año 2016 hubo reducción en el indicador DES de 30 horas, por lo tanto, hubo mejoría en el indicador para el 2017. En la Tabla 21 se relaciona el indicador DES para el año 2017, donde se evidencia que ninguno de los circuitos incumplió las metas regulatorias ni contractuales.

⁵⁴ ICEE – Índice de Cobertura de Energía Eléctrica 2016 – UPME.

Tabla 21 Indicador DES ENAM 2017

FECHA	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	DES 2017 (horas/año)	DES 2016 (horas/año)
CIRCUITO 1	9,4	7,0	2,5	4,0	22,8	24,18
CIRCUITO 2	0,9	2,5	3,8	5,7	12,9	19,17
CIRCUITO 3	3,5	3,5	3,0	7,6	17,6	11,77
CIRCUITO 4	1,4	2,2	2,9	7,1	13,5	16,98
CIRCUITO 5	1,7	2,7	3,4	7,4	15,2	21,67
CIRCUITO 6	1,6	2,1	3,0	6,1	12,8	31,12

Fuente: Informe AEGR⁵⁵ 2017

8.1.3.2 Indicador FES

Por su parte, el indicador FES mide la confiabilidad del sistema de distribución local y hace referencia a la sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un circuito. Regulatoriamente no existe una meta para el indicador FES; sin embargo, de acuerdo con el Anexo 5 del Contrato de Concesión la meta aceptable está indicada en la Tabla 22.

Tabla 22 Metas FES Contractual ENAM

Periodo Concesión	FES Contractual (Veces/año)
Años 1 al 5	58
Años 6 al 10	51
Años 11 en adelante	44

Fuente: Contrato de Concesión 052 de 2010

Para el año 2017 ENAM incumplió la meta fijada en el contrato, toda vez que para el periodo año 6 al año 10 la meta anual del índice FES por circuito corresponde a 51 interrupciones y todos los 6 circuitos estuvieron por encima de ésta, según se evidencia en la Tabla 23.

Tabla 23 Indicador FES ENAM 2017

FECHA	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	FES 2017 (Veces/año)	FES 2016 (Veces/año)
CIRCUITO 1	4	10	14	30	58	35
CIRCUITO 2	5	10	15	27	57	23
CIRCUITO 3	6	12	14	29	61	18
CIRCUITO 4	6	10	15	32	63	22
CIRCUITO 5	6	10	14	28	58	26
CIRCUITO 6	7	8	14	29	58	25

Fuente: Informe AEGR 2017

8.2 ASE San Andrés y Providencia

La prestación del servicio de energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina está soportada mediante el Contrato de Concesión 067 de

⁵⁵ AEGR – Auditor Externo de Gestión y Resultados.

2009, suscrito entre el MME y el operador privado Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia S.A. ESP – SOPESA S.A. ESP; éste último quien administra la prestación, operación, explotación, organización y gestión total del servicio público de energía eléctrica en el área de cobertura pactada en la Concesión mencionada en la capital San Andrés y el centro poblado de Providencia.

El 27 de noviembre de 2009 se suscribió el Contrato de Concesión 067 de 2009 cuyo objeto es: “...otorgar al Concesionario, por su cuenta y riesgo, la prestación con Exclusividad de las Actividades Concesionadas en el Área conforme con el alcance establecido en la Cláusula 3 y a cambio de la remuneración prevista en el presente Contrato.”⁵⁶. El término de ejecución pactado es de 20 años contados a partir de la fecha de inicio.

SOPESA S.A. ESP inició operación a partir del primero de mayo de 2010 con la entrega por parte del MME de la infraestructura de cada actividad concesionada (generación, distribución y comercialización de energía)⁵⁷.

Adicional, al interior del contrato se estableció el Plan de Inversiones entre los que se encuentra, la puesta en operación de la Planta de Generación de Residuos Sólidos Urbanos -RSU- (en adelante, “RSU”) de 1MW y un Parque de Generación Eólico de 7,5 MW, los cuales han tenido varias modificaciones en su entrada en operación. La última modificación mediante Otrosí 5, se modificó la fecha de entrada en operación de la Planta de Generación RSU la cual se estableció a más tardar el 20 de julio de 2012.⁵⁸

La Planta de Generación RSU está finalizada desde octubre del año 2012 y cuenta con dos líneas de incineración de 40 ton/día cada una; sin embargo, con corte a 31 de diciembre de 2017, no había entrado en operación.

Respecto al proyecto Parque de Generación Eólico, no ha iniciado teniendo en cuenta que el proceso de Consulta Previa se encuentra en la actualidad suspendido por parte de la Dirección de Consulta Previa del Ministerio del Interior, atendiendo el requerimiento hecho por la Defensoría del Pueblo y la Procuraduría Judicial, Ambiental y Agraria.

8.2.1 Generación

En materia de generación de energía eléctrica, el ASE San Andrés cuenta con una potencia instalada total de 68,54 MW distribuida según se indica en la Tabla 24 y Tabla 25. En San Andrés con 10 unidades de generación que en total suman 64,99 MW y en Providencia con 3 unidades que suman 3,55 MW, todas operadas con Diésel. Además, cuenta con sistema de monitoreo y telemetría por parte del CNM en San Andrés y Providencia. En las tablas mencionadas se presenta el detalle de la capacidad instalada.

Tabla 24 Capacidad Instalada de Generación San Andrés

GRUPOS ELECTRÓGENOS SAN ANDRÉS			
#	MARCA	CAP.	ESTADO
1	MB1	9.600 kW	EN MANTENIMIENTO*
2	MB2	9.600 kW	OPERATIVA*

⁵⁶ Ver Cláusula 3 del Contrato de Concesión 067 de 2009.

⁵⁷ Artículo 11.2 Entrega de la Infraestructura - Contrato 067 de 2009.

⁵⁸ Informe AEGR SOPESA S.A. ESP – 2017.

GRUPOS ELECTRÓGENOS SAN ANDRÉS			
#	MARCA	CAP.	ESTADO
3	EMD 9	2.865 kW	OPERATIVA*
4	EMD 10	2.865 kW	OPERATIVA*
5	EMD 11	2.865 kW	OPERATIVA*
6	EMD 12	2.865 kW	OPERATIVA*
7	EMD 13	2.865 kW	OPERATIVA*
8	EMD 14	2.865 kW	OPERATIVA*
9	EMD1	2.200 kW	FUERA DE SERVICIO
10	EMD2	2.200 kW	FUERA DE SERVICIO
11	EMD3	2.200 kW	FUERA DE SERVICIO
12	EMD4	2.500 kW	FUERA DE SERVICIO
13	EMD5	2.500 kW	FUERA DE SERVICIO
14	EMD6	2.500 kW	FUERA DE SERVICIO
15	EMD7	2.100 kW	FUERA DE SERVICIO
16	EMD8	2.500 kW	FUERA DE SERVICIO
17	MAN 1	14.300 kW	EN SERVICIO*
18	MAN 2	14.300 kW	EN SERVICIO*
19	P RSU	1.950 kW	PRE OPERATIVA
Total*		64.990 kW	

Nota*: capacidad instalada

Fuente: SSPD-DTGE⁵⁹. 16 de octubre de 2018

Tabla 25 Capacidad Instalada de Generación Providencia

GRUPOS ELECTRÓGENOS PROVIDENCIA			
#	MARCA	CAP.	ESTADO
1	EMD 1	750 kW	OPERATIVA*
2	EMD 2	1.400 kW	OPERATIVA*
3	EMD 3	1.400 kW	OPERATIVA*
4	CUMMINS	1.250 kW	FUERA DE SERVICIO
Total		3.550 kW	

Nota*: capacidad instalada

Fuente: SSPD-DTGE⁶⁰. 18 de octubre de 2018

Para el año 2017, la generación de energía eléctrica fue aproximadamente 215 GWh/año, con un decrecimiento respecto al año 2016 del 1,2% y un incremento de usuarios de 2,4%. En la Ilustración 23 se presenta la evolución de la energía generada y usuarios desde el inicio de la Concesión.

SOPESA reportó que para el año 2017 los costos de generación incluyendo costos del combustible, gastos de operación y mantenimiento ascendieron a 856 \$/kWh⁶¹. SOPESA reportó que para la ASE en 2017 se requirieron 13.219.499⁶² de galones de combustible para operar las unidades de generación.

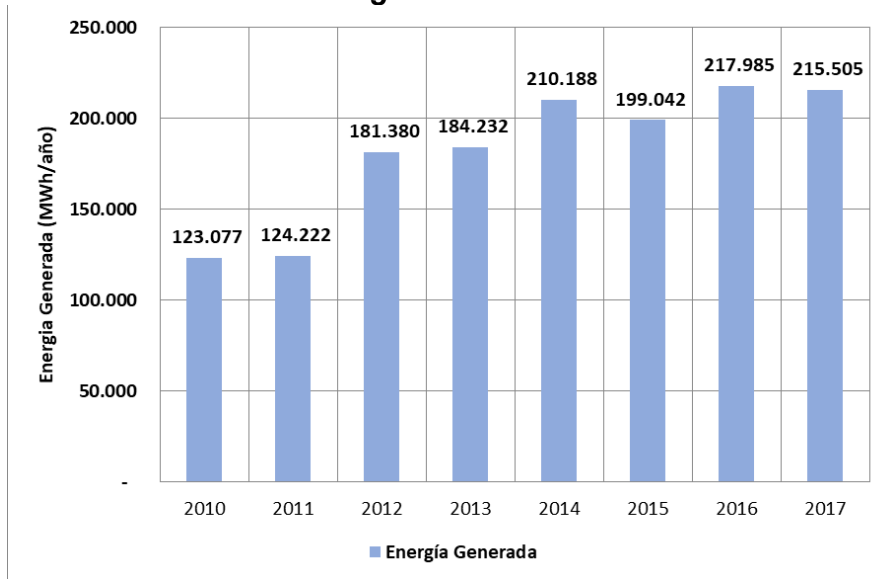
⁵⁹ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. San Andrés de fecha 19 de octubre de 2018.

⁶⁰ Acta de Visita SSPD-SOPESA S.A. E.S.P. Providencia de fecha 18 de octubre de 2018.

⁶¹ Costo de la prestación en San Andrés y Providencia -CU- a diciembre de 2017.

⁶² Información Técnica Operativa cargada por ENAM S.A. ESP al SUI – 2017.

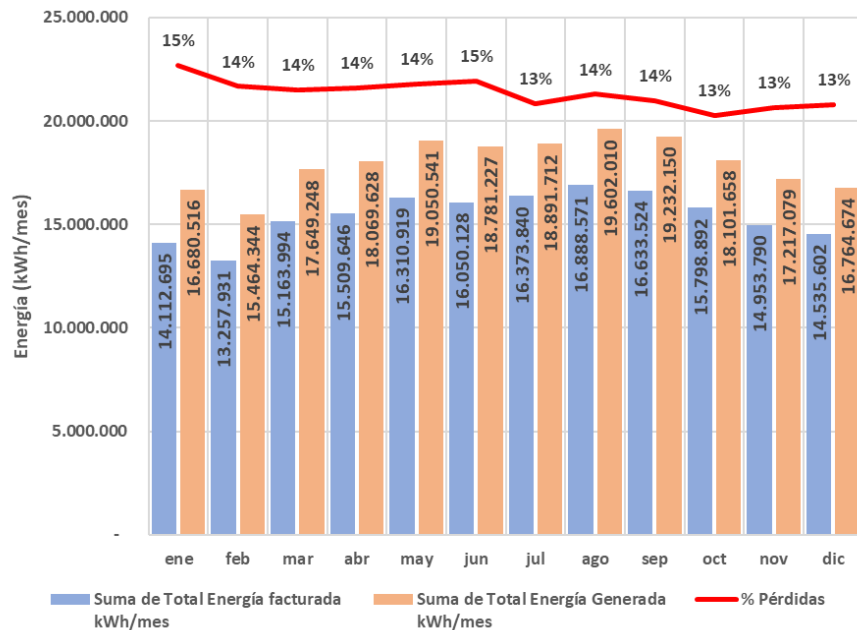
Ilustración 23 Evolución de Energía Generada 2010 - 2017 SOPESA S.A. ESP



Fuente: SUI⁶³

En la Ilustración 24 se observa el análisis de la información de energía generada y facturada cargada al SUI para el año 2017, en la cual se evidencia que la diferencia entre energía facturada y generada estuvo en rangos que oscilan entre 13 % y un pico máximo de 15% para el mes de marzo de 2017, este porcentaje representa proporción de energía generada que no fue facturada al usuario final.

Ilustración 24 Energía Generada vs Energía Facturada 2017 - SOPESA S.A. ESP



Fuente: SUI

⁶³ Para el año 2016, se identificó que SOPESA reportó al SUI información de energía generada en algunos grupos electrógenos en MWh y otros en kWh por lo cual se modificó la información cargada para unificar unidades.

8.2.2 Cobertura

El Archipiélago de San Andrés cuenta con una cobertura del servicio de energía eléctrica del 100%, la demanda en San Andrés es atendida a través de un sistema de distribución local, por medio de dos (2) subestaciones (Subestación El Bight y School House 34,5/13,2 kV) y 13 circuitos de distribución en 13,2 kV.

8.2.3 Calidad del servicio

De acuerdo con lo establecido en el Numeral 2 del Anexo 5 del Contrato de Concesión, a SOPESA S.A. ESP se le imponen metas de cumplimiento de los indicadores DES y FES anuales por circuito. En la Tabla 26 y Tabla 27 se presentan los límites contractuales de los indicadores de calidad del servicio.

Tabla 26 Metas DES Contractual y Regulatoria SOPESA

Periodo Concesión	DES Contractual (horas/año)	DES Res. CREG 113 de 2003 Grupo 4 (h/año)
Años 1 al 5	39	39
Años 6 al 10	29	39
Años 11 en adelante	19	39

Fuente: Contrato de Concesión 067 de 2009 – CREG 091 DE 2007.

Tabla 27 Metas FES Contractual SOPESA

Periodo Concesión	FES Contractual (Veces/año)
Años 1 al 5	58
Años 6 al 10	51
Años 11 en adelante	44

Fuente: Contrato de Concesión 067 de 2009.

8.2.3.1 Indicador DES

Para el año 2017 la meta contractual para el indicador DES fue de 29 horas/año por circuito, según se indica en la Tabla 28.

Tabla 28 Metas DES Contractual y Regulatoria SOPESA

PERIODO	DES CONTRACTUAL años 6 a 10 (h)	DES CREG 113 de 2003 Grupo 4 (h/año)
Trimestre 1 (1 de enero - 31 de marzo)	8,8	
Trimestre 2 (1 de abril - 30 de junio)	5,7	
Trimestre 3 (1 de Julio - 30 de septiembre)	5,7	
Trimestre 4 (1 de octubre - 31 de diciembre)	8,8	
Total DES año 2017	29	39

Fuente: Informe AEGR

Para el año 2017 los 15 circuitos del sistema de distribución de SOPESA (13 Circuitos en San Andrés y 2 circuitos en Providencia) estuvieron en total 101 horas fuera de servicio,

siendo el circuito Colombia el que presentó mayor tiempo fuera de servicio con 14,63 horas. En la Tabla 29 se relaciona el indicador DES para el año 2017.

De acuerdo con los datos suministrados por SOPESA S.A. ESP del Indicador – DES, se puede determinar que en el año 2017 los circuitos del sistema de distribución no sobrepasaron el valor máximo establecido, pero en comparación con el año 2016, en 10 de los 13 circuitos de San Andrés el indicador DES presentó desmejora, mientras en Providencia reflejó mejoría en el DES.

Tabla 29 Indicador DES SOPESA 2017

Ítem	Periodo	Primer Trim.	Segundo Trim.	Tercero Trim.	Cuarto Trim.	DES 2017 Horas/año	DES 2016 Horas/año
1	Circuito 20 de Julio	0,17	0,00	3,48	0,00	3,65	3,19
2	Circuito Back Road	0,10	1,83	4,08	1,36	7,37	6,91
3	Circuito Juan 23	0,21	0,00	1,43	0,00	1,64	0,44
4	Circuito Hospital	0,11	0,00	0,00	0,00	0,11	0
5	Circuito Fragatas	3,45	0,73	3,57	3,50	11,25	7,18
6	Circuito Almendros	2,21	0,00	4,84	0,00	7,05	6,63
7	Circuito Loma	0,34	3,66	0,78	0,06	4,84	15,5
8	Circuito San Luis	3,79	0,00	0,01	2,63	6,43	6,91
9	Circuito Natania	0,25	0,00	4,60	0,10	4,95	10,88
10	Circuito Swamp Ground	0,26	3,75	2,58	0,00	6,59	0,49
11	Circuito Boulevard	4,80	0,00	5,08	0,77	10,65	2,38
12	Circuito América	7,26	0,63	4,99	1,12	14,00	1,55
13	Circuito Colombia	8,18	0,53	5,09	0,83	14,63	1,47
14	Circuito Town (Providencia)	0,00	0,00	2,25	0,16	2,41	10,74
15	Circuito South West (Providencia)	0,00	0,38	5,08	0,20	5,66	10,31
Meta DES por circuito		8,80	5,70	5,70	8,80	29,00	

Fuente: Informe AEGR 2017

8.2.3.2 Indicador FES

De acuerdo con el documento Anexo 5 del Contrato de Concesión 067, la meta aceptable para el indicador FES es de 51 interrupciones al año por circuito. La información del indicador FES para cada circuito durante el año 2017, se muestra en la Tabla 30 .

Tabla 30 Indicador FES SOPESA 2017.

Ítem	Trimestre	Primer Trim.	Segundo Trim.	Tercer Trim.	Cuarto Trim.	FES 2017 (Veces/año)	FES 2016 (Veces/año)
1	Circuito 20 de Julio	2	0	2	0	4	4
2	Circuito Back Road	1	1	2	2	6	6
3	Circuito Juan 23	2	0	1	0	3	4
4	Circuito Hospital	1	0	0	0	1	0
5	Circuito Fragatas	4	2	6	4	16	9
6	Circuito Almendros	3	0	3	0	6	9
7	Circuito Loma	2	3	3	1	9	12
8	Circuito San Luis	6	0	1	1	8	13

Ítem	Trimestre	Primer Trim.	Segundo Trim.	Tercer Trim.	Cuarto Trim.	FES 2017 (Veces/año)	FES 2016 (Veces/año)
9	Circuito Natania	1	0	3	1	5	15
10	Circuito Swamp Ground	1	1	2	0	4	2
11	Circuito Boulevard	3	0	3	1	7	4
12	Circuito América	3	2	2	2	9	2
13	Circuito Colombia	3	1	3	1	8	3
14	Circuito Town (Providencia)	0	0	1	1	2	7
15	Circuito South West (Providencia)	0	1	1	1	3	10
FES Contractual por Circuito		15	10	10	16	51	

Fuente: Informe AEGR 2017.

Para el año 2017, SOPESA cumplió con la meta fijada en el Contrato para el indicador FES de 51 interrupciones al año por circuito. El circuito Fragatas fue el que presentó mayor número de interrupciones con 16 salidas en el año, pero en comparación con el año 2016 en 6 de los 13 circuitos de San Andrés el indicador DES presentó desmejora, mientras en Providencia reflejó mejoría en el DES, en los dos circuitos.

9 PROYECTOS DE FNCER EN LAS ZNI

9.1 Planes, programas y proyectos identificados

Si bien es cierto que el Gobierno Nacional, a través de diferentes fuentes de financiación, tales como FAZNI; SGR (antes Fondo Nacional de Regalías -FNR-, en adelante, “FNR”); recursos propios de IPSE, UPME y Ministerio de Relaciones Exteriores (en adelante, “MRE”); Organizaciones No Gubernamentales -ONG-; ASE y Cooperación Internacional, ha realizado implementaciones de sistemas energéticos con base en energías renovables, son muy pocos los casos conocidos con esquemas de sostenibilidad comprobada.

A continuación, se ilustran brevemente los diferentes planes, programas y proyectos identificados por la SSPD que han sido ejecutados en las ZNI, junto con los resultados obtenidos.

9.1.1 Programa Luces para Aprender

El programa “Luces para Aprender” surgió como una *“estrategia que buscaba facilitar a los centros educativos rurales muy dispersos del País el acceso a la electricidad mediante el uso de energías renovables, la dotación de computadores con conexión a internet, favoreciendo especialmente a las comunidades indígenas y afrodescendientes y contribuyendo con el desarrollo y bienestar de las comunidades donde se encontraban”*⁶⁴

Esta iniciativa⁶⁵ para Colombia contó con cinco componentes principales, a saber: la dotación de paneles solares (tecnológico); la conectividad; la sostenibilidad; la formación de los docentes y la participación de la comunidad. Se seleccionaron 166 escuelas debidamente georreferenciadas ubicadas en los departamentos de Guajira, Putumayo, Vichada, Norte de Santander, Chocó, Valle del Cauca y Cundinamarca⁶⁶.

Para su ejecución se realizaron convenios entre la Organización de Estados Iberoamericanos para la Educación, la Ciencia y la Cultura (en adelante, “OEI”), determinadas entidades del Gobierno⁶⁷ y otras empresas y organizaciones de patrocinio⁶⁸, con el propósito de cumplir con el objetivo indicado: llevar energía, *kioskos* vive digital y computadores para educar, así como apoyar la capacitación a docentes para la utilización de herramientas en el aula que hacen uso de las tecnologías de punta, además de generar alianzas en la comunidad y compromisos con el ente territorial para la sostenibilidad⁶⁹ de cada proyecto implementado.

Se desarrollaron dos prototipos de acuerdo con el número de estudiantes⁷⁰, en el lapso comprendido entre los años 2012 y 2017. A partir del año 2018 se inició una auditoría externa⁷¹, con el fin de conocer el estado de la sostenibilidad de cada proyecto seleccionado.

⁶⁴ Extraído del documento Luces para aprender. OEI. Página 3.

⁶⁵ Aprobada en la XXI Conferencia Iberoamericana de Educación celebrada en Asunción en septiembre de 2011.

⁶⁶ Este último departamento no se encuentra considerado como ZNI por el IPSE, si bien se conoce por el PIEC que tiene aún viviendas sin servicio de energía eléctrica.

⁶⁷ IPSE, Ministerio de las Tecnologías de la Información y Comunicaciones, Ministerio de Educación Nacional.

⁶⁸ Tales como ECOPETROL, BBVA, MAFRE, ENEL, Fundación TELEFÓNICA y Embajada del Japón.

⁶⁹ La sostenibilidad de cada proyecto quedó en cabeza de la Alcaldía correspondiente a través de su Secretaría de Educación.

⁷⁰ Uno entre 10 y 35 estudiantes y el otro entre 36 y 60 estudiantes.

⁷¹ Con corte a marzo de 2018, para la evaluación del estado de prestación de cada uno de los servicios que se implementaron y se dejaron en funcionamiento.

Como resultado, de los 166 centros educativos beneficiarios, solamente el 10,2%⁷² se había logrado el contacto y el 5,4% del total se encuentra en funcionamiento; situación debida en gran parte a la alta rotación de los rectores de la mayoría de las instituciones en mención; nuevo personal que no tiene el conocimiento sobre el manejo, operación y mantenimiento de dicha infraestructura energética, lo que ha ocasionado daños por intervención de terceros sin conocimiento.

Un caso éxito de esta experiencia se encuentra el centro educativo de Paratebueno en Cundinamarca cuyo rector es el encargado de coordinar el mantenimiento de la infraestructura energética y para ello, dentro de su presupuesto tiene destinado un porcentaje de un rubro para llevar a cabo este mantenimiento⁷³.

9.1.2 Proyectos FAZNI

Este mecanismo de financiación⁷⁴ es administrado por MME y su objeto es financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las ZNI. La vigencia de este fondo se extendió hasta el año 2021⁷⁵. La Ley 1753 de 2015 le otorgó a este fondo recibir \$1,90 por cada kWh despachado en la bolsa de energía⁷⁶, de los cuales \$0,40 son destinados para financiar el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía -FENOGE⁷⁷.

Se llevó a cabo una búsqueda de este tipo de proyectos financiados por FAZNI durante el período 2007-2017⁷⁸. Como resultado de ello se encontró que solamente se han aprobado y ejecutado 36 proyectos relacionados con sistemas solares fotovoltaicos individuales para centros educativos y viviendas durante los años 2008 y del 2013 a 2017, tal como se muestra en el Anexo 2.

En conclusión, para los proyectos mencionados anteriormente y de acuerdo con las competencias del MME⁷⁹, no se tiene conocimiento si dicha infraestructura energética se encuentra actualmente en operación, por lo que se recomienda realizar la visita técnica a algunas viviendas y/o centros educativos de varios de los proyectos mencionados con el fin de corroborar si el esquema de sostenibilidad incorporado en los mismos es exitoso, o por el contrario, es una lección aprendida de lo que se debe evitar en proyectos futuros.

9.1.3 Planes de Energización Rural Sostenibles –PERS-

Los PERS Departamentales y Regionales, son planes estructurados a partir de un análisis de elementos regionales relevantes en materia de emprendimiento, productividad y energización rural 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 mínimo de 15 años, donde no solamente su

⁷² Con corte a 7 de marzo de 2018, fecha en la cual se llevó a cabo la reunión entre SSPD y OEI en las instalaciones de ésta última.

⁷³ Ver referencia bibliográfica [2] de este documento.

⁷⁴ Creado mediante los Artículos 83 al 85 de la Ley 633 de 2000.

⁷⁵ Ampliación incluida en la Ley 1715 de 2014.

⁷⁶ A partir del 1 de enero de 2016.

⁷⁷ Ver referencia bibliográfica [4] de este documento.

⁷⁸ Solicitud realizada por SSPD-DTGE a MME, según radicado SSPD- 20182200258321 de fecha 1 de marzo de 2018.

⁷⁹ Solamente se lleva a cabo la supervisión de los proyectos en ejecución, los cuales se entregan a la empresa de energía o en su defecto al ente territorial para su AOM.

objeto sea proveer el servicio de energía eléctrica, sino apoyar el crecimiento y el desarrollo de las comunidades rurales de las regiones objetivo.⁸⁰

Su finalidad radica en que estos instrumentos 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 integrales⁸¹.

De esta manera, el catálogo de proyectos se hace dinámico durante el período del plan, ya que en la medida que se ejecutan las tareas de forma periódica, se identifican nuevos requerimientos que conllevan a la formulación de nuevos proyectos, ya sea como réplica en otros sitios de condiciones similares o como proyectos análogos con mejoras incluidas que garanticen cada vez más el éxito de sus implementaciones y sostenibilidad.

Esta estrategia que arrancó en el año 2012, con la participación técnica y financiera de otras entidades como IPSE, MRE, SENA, CORPOGUAJIRA, gobernaciones y universidades, entre otros, ha permitido la formulación de 5 planes, a saber: PERS Nariño, PERS Tolima, PERS Guajira, PERS Chocó y PERS Cundinamarca; 3 de ellos en departamentos pertenecientes a las ZNI con una lista de 53 proyectos en diferentes categorías y fases⁸² ubicados en la zona rural⁸³ de cada uno de los departamentos, y solamente 3 implementados⁸⁴.

Con corte a junio de 2018 se están formulando 3 PERS adicionales, a saber: PERS ORINOQUIA, el cual incluye a los departamentos de Arauca, Casanare, Meta y Vichada; PERS Putumayo, y PERS CESAR; 2 de ellos que incorporan departamentos de las ZNI.

9.1.4 Fondos FNR y SGR 2007-2017

El SGR (antes del año 2012, FNR) *“es un esquema de coordinación entre las entidades territoriales y el Gobierno Nacional mediante el cual se determina la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios”*⁸⁵.

Para el caso del FNR⁸⁶, solamente se identificaron dos proyectos de sistemas fotovoltaicos para las ZNI de los cuales solamente se obtuvo información de uno, correspondiente a 451 viviendas en San José del Guaviare, proyecto ejecutado por ENERGUAVIARE S.A. ESP.

⁸⁰ Definición de un PERS, tomada de la Guía para la elaboración de un PERS. UPME-USAID. Bogotá, D.C., junio 2015 numeral 5.1, página 14.

⁸¹ es decir, *“son aquellos proyectos que cumplen con el objetivo de dinamizar el flujo circular del ingreso de la comunidad, que le permite a la misma generar los recursos para pagar el consumo de energía; y cuya externalidad positiva a corto plazo es la llegada de energía a las viviendas de la comunidad para mejorar la calidad de vida de las personas”*. Extractado de la Guía para la elaboración de un PERS.

⁸² es decir, identificación, perfil, prefactibilidad, factibilidad, implementación.

⁸³ Se cataloga como aquellos municipios cuyo índice de ruralidad es mayor o igual al 40%.

⁸⁴ proyectos provenientes del PERS NARIÑO relacionados con el diseño e implementación de sistemas fotovoltaicos para varias instituciones educativas, dos proyectos con la instalación de un sistema de refrigeración eficiente para la conservación de alimentos y aprovisionamiento del restaurante escolar del resguardo, financiados a través de la convocatoria Pacífico Pura Energía.

⁸⁵ Tomado del PNER 2018-2031. MME. Página 24.

⁸⁶ Operó hasta el diciembre de 2011, actualmente en liquidación.

En relación con el SGR, para el período 2013-2017 se realizó una búsqueda inicial en el sistema de monitoreo y seguimiento del DNP, identificando en ZNI 27 proyectos de FNCER, uno de sistemas híbridos y el resto sistemas solares fotovoltaicos individuales y sin discriminación. Respecto al tema de la sostenibilidad, ésta queda en cabeza del encargado de la Administración, Operación y Mantenimiento –AOM⁸⁷, ya sea la entidad territorial o la empresa de servicios públicos existente en el área del proyecto. De esta manera, el sistema de monitoreo y seguimiento citado no tiene conocimiento frente al componente en mención una vez se ha implementado y liquidado el proyecto y se hace necesario ubicar al encargado del AOM del respectivo proyecto para realizar el seguimiento.

9.1.5 Proyectos IPSE

Como entidad líder encargada de la promoción de soluciones energéticas en las ZNI, el IPSE ha desarrollado e implementado proyectos de FNCER, con financiación completa o parcial; en este último caso con la participación de otras entidades como UPME, MRE y organismos o agencias como son OEI y CCEP. En el período 2013-2017 desarrolló en su gran mayoría proyectos⁸⁸ de sistemas fotovoltaicos individuales para viviendas y centros educativos, así como otros de sistemas hidráulicos y sistemas híbridos solar-diésel y solar-biomasa. Para el caso solar-diésel, se tienen los ubicados en Isla Fuerte, Isla Múcura y Santa Cruz del Islote (Bolívar), así como en Barrancominas (Guainía), y para el caso solar-biomasa se tiene el ubicado en Hato Corozal (Casanare).

En cuanto a los esquemas de sostenibilidad de los proyectos, la mayoría están a cargo de prestadores del servicio de energía en ZNI; sin embargo, no se tiene conocimiento de un seguimiento periódico por parte de esta entidad para garantizar un funcionamiento adecuado.

9.1.6 Programa Energía Limpia para Colombia

Uno de los programas de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID por su sigla en inglés) que se llevó a cabo durante el período 2012-2017 fue el Programa *Colombian Clean Energy Program* –CCEP- (por su sigla en inglés) cuyo objetivo fue “*incrementar el acceso a fuentes de energía renovable y a prácticas de eficiencia energética en Colombia mediante la combinación de apoyo al desarrollo de proyectos, asistencia técnica y facilitación de reformas ambientales*”⁸⁹.

Para lograr su objetivo, el programa avanzó bajo tres líneas, una de ellas fue la ampliación del acceso a la energía renovable en ZNI mediante proyectos concretos que mostraran la viabilidad, sostenibilidad y beneficios resultantes de las energías renovables en estas zonas.

En total se diseñó, desarrolló, implementó e hizo seguimiento a 42 proyectos en ZNI relacionados principalmente con la utilización de sistemas fotovoltaicos para viviendas e infraestructura social y productiva (que incluye centros educativos, refrigeración, sistemas de telemedicina) que incorporaron el componente de sostenibilidad, tanto así, que los proyectos, después de 1-2 años de funcionamiento, siguen operando⁹⁰.

⁸⁷ Es decir, quién dio el aval para hacerse cargo del AOM en la fase de aprobación del proyecto.

⁸⁸ Información remitida por el IPSE, en abril de 2018.

⁸⁹ CCEP, Documento Experiencias para Construir futuros. Volumen I. ISBN 978-958-56157-8-6. Marzo 2017. Primera Edición. página 11. El resumen indicado fue extraído de este primer volumen.

⁹⁰ Ver referencias bibliográficas [1], [11] del presente documento.

9.1.7 Plan Fronteras para la Prosperidad –PFP-

El Plan Fronteras para la Prosperidad -PFP (en adelante, “PFP”), surge como una priorización para el desarrollo social y económico de las poblaciones de frontera⁹¹. Este Plan, liderado por MRE desde el año 2012, *“busca impulsar y apoyar el desarrollo social y económico de las poblaciones en las fronteras terrestres y marítimas del país mediante la generación de oportunidades económicas e inclusión social, fortaleciendo a su vez la integración con los países vecinos.”*⁹².

Su enfoque está encaminado a trabajar de la mano con las instituciones líderes en cada uno de los temas, en este caso, de la Energía, y desarrollar, implementar y hacer seguimiento a proyectos energéticos integrales de manera conjunta en los departamentos frontera del país.

Su objetivo es llevar el servicio de energía eléctrica a centros educativos, puestos de salud, algunos como insumo para la operación de telemedicina, y sector residencial rural en asocio con proyectos productivos. Durante las vigencias 2014-2017, en conjunto con IPSE, UPME, CCEP, alcaldías y otros organismos como Fundación para la Inversión Social -FIS-, se implementaron 32 proyectos, de los cuales el 52% son exclusivamente financiados por MRE y otras entidades u organismos⁹³.

En relación con el tema de sostenibilidad durante los años 2015 el PFP desarrolló una metodología para realizar el seguimiento de los proyectos implementados con el fin de garantizarla. Sería muy conveniente realizar el seguimiento de ésta y conocer su resultado a través de los proyectos implementados.

9.1.8 Plan Todos Somos Pacífico

A partir del PND 2014-2018 vigente⁹⁴, el gobierno estableció la estrategia Pacífico cuyo objetivo general es cerrar las brechas existentes en la región Pacífico y al interior de sus franjas (Litoral y Andina) a partir de un desarrollo socioeconómico con equidad, de la integración del territorio con sus fronteras y el resto del país, teniendo como principio la sostenibilidad ambiental.

Para dar cumplimiento a este objetivo, el Gobierno contrató un crédito con el Banco Interamericano de Desarrollo – BID por valor de 400 millones de US\$, de los cuales el componente de energización rural sostenible tiene destinado US\$82,3 millones para financiar, entre otros, los proyectos de ampliación de cobertura en zonas aisladas los cuales deberán incorporar fuentes de energías renovables e implementación de proyectos híbridos. Con corte al mes de marzo de 2018, no se contaba con ningún proyecto implementado.

⁹¹ Según lo señalado en la Ley 191 de 1995, los beneficiarios del PFP son las comunidades habitantes de los 77 municipios de 13 departamentos considerados como Zonas de Frontera y soportado por el documento CONPES 3805 de 2014.

⁹² Informe Final. Contrato Interadministrativo 204 de 2013, CANCELLERIA – IPSE – ELECTROVICHADA S.A. E.S.P. Bogotá, D.C., 23 de mayo de 2014. Página 5.

⁹³ Ver las referencias bibliográficas [10], [12] de este documento.

⁹⁴ Aprobado por la Ley 1753 de 2015. Todos por un Nuevo País. DNP 2015.

9.1.9 Post conflicto

Según lo indicado en el numeral 2 de este documento, se dispone de dos líneas de financiación para la implementación de proyectos energéticos que incluyen la incorporación de FNCER: la primera, Obras por Impuestos⁹⁵, que abrió la posibilidad para que las empresas puedan destinar parte del impuesto de renta, vía inversión, con proyectos en las Zonas Más Afectadas por el Conflicto (en adelante, “ZOMAC”).

Por su parte, la segunda línea, OCAD Paz⁹⁶, señala las reglas de priorización de las entidades territoriales beneficiarias de la Asignación para la Paz del SGR, así como otras disposiciones relacionadas con la aprobación de este tipo de proyectos de inversión.

En relación con la primera línea y con el fin de no perder de vista la importancia del papel que juegan las ZNI en la implementación del “*Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto y la Construcción de una Paz Estable y Duradera*”, se elaboró un mapa para estimar el porcentaje de las ZOMAC que pertenecen a las ZNI (ver Ilustración 25).

El mapa indica la confluencia de los municipios que hacen parte de las ZOMAC (344) y las ZNI (70)⁹⁷, del cual se concluye que el 61% del total de municipios de ZNI son ZOMAC. Por lo tanto, la infraestructura eléctrica que eventualmente se incorpore a la zona de confluencia en mención, beneficiará a más de la mitad de los municipios de ZNI, convirtiéndose en una gran oportunidad para ampliar la cobertura de energía eléctrica en estas zonas y, de esta manera, mejorar ostensiblemente las condiciones de vida de sus habitantes.

La Agencia de Renovación del Territorio –ART, entidad líder del mecanismo Obras por impuestos indica que éste “*es la posibilidad que tienen las empresas de pagar hasta el 50% de su impuesto a la renta y complementario a cargo, a través de la ejecución y entrega de un proyecto de inversión para el mejoramiento, dotación o construcción de infraestructura, entre otras, de energía, en los 344 municipios que constituyen las ZOMAC*”.

También coordina la conformación del Banco de proyectos de inversión en las ZOMAC, que deben ser prioritarios para el cierre de brechas y la reactivación económica y social de estos municipios y estar viabilizados por el Ministerio sectorial correspondiente.

Por su parte, el OCAD Paz, es el órgano del SGR encargado de viabilizar, aprobar y realizar proyectos de inversión financiados con recursos de este Sistema, como apoyo para la implementación del “*Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto y la Construcción de una Paz Estable y Duradera*”.⁹⁸

Se ha designado como línea de inversión dentro de “*Infraestructura y Adecuación de Tierras*” la electrificación rural.⁹⁹ Los proyectos pueden ser presentados por los municipios, departamentos, entidades del Gobierno Nacional y comunidades étnicas reconocidas.

⁹⁵ Creada con la emisión de la Ley 1819 de 2016 y su Decreto Reglamentario 1915 de 2017.

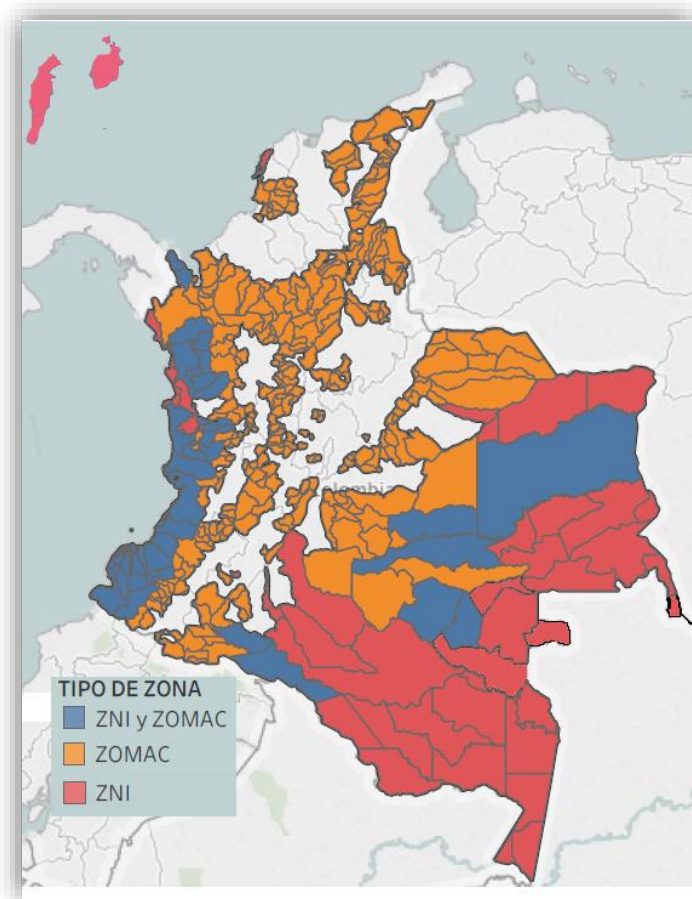
⁹⁶ establecido mediante Acto Legislativo No.4 de 2017, y reglamentado por los Decretos Ley 1534, 1634 y 1690, todos de 2017.

⁹⁷ Probablemente el número de municipios con presencia de ZNI es mayor; sin embargo, este número se analiza en el marco del alcance del presente diagnóstico.

⁹⁸ Tomado del Plan PNER, documento en discusión. MINMINAS. Bogotá, D.C, mayo de 2018. Página 25.

⁹⁹ Extraído del Acuerdo 06 de 2018 de Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Ilustración 25. Confluencia entre municipios ZOMAC y ZNI.



Fuentes: ART y SUI, Construcción SSPD-DTGE, 20 de junio de 2018

Para el caso de ambos mecanismos ilustrados, con cortes a 30 de junio y 24 de agosto, ambos de 2018, respectivamente, de un total de 66 proyectos de energía presentados¹⁰⁰, 17 de ellos corresponden a FNCR en ZNI; sin embargo, ninguno de ellos ha sido aprobado por deficiencias en su esquema de sostenibilidad¹⁰¹.

Finalmente, con el mecanismo de las ASE, específicamente ENAM, se identificaron 2 proyectos de sistemas fotovoltaicos centralizados, el primero en la comunidad de Palmeras, y el segundo incluyó las comunidades de Loma Linda, Santa Teresita, Vergel y Yaguas¹⁰², ubicadas en la ribera del Río Amazonas, los cuales fueron implementados entre 2013 y 2015 y con corte a la fecha se encuentran en operación.

En resumen, se identificaron 533 proyectos implementados¹⁰³ de las primeras siete fuentes de financiación citadas en este numeral. En el Anexo 2 se incluyen los proyectos de FNCR identificados clasificados según zonificación señalada en la Ilustración 1.

¹⁰⁰ Específicamente, 20 proyectos de Obras por Impuestos y 46 proyectos de OCAD Paz.

¹⁰¹ Información extraída de la página web del SGR <https://www.sgr.gov.co/Inicio.aspx>, consulta realizada el 25 de agosto de 2018.

¹⁰² Informe de comisión, DTGE. 22-26 de octubre de 2018.

¹⁰³ Si bien en cada programa se incluyeron los proyectos, así fueran financiados por más de una fuente, para efectos del cálculo total se tuvo en cuenta que para el mismo proyecto se sumara una sola vez.

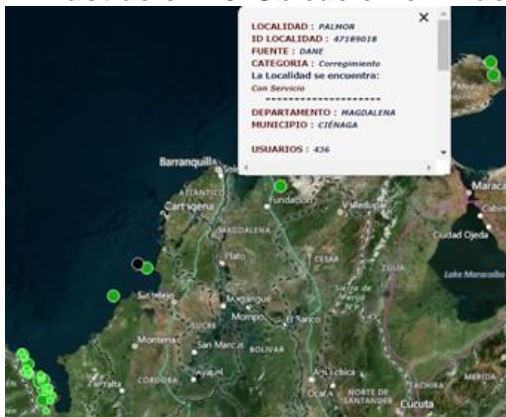
9.2 Casos de Estudio

De los proyectos identificados, se seleccionaron dos proyectos exitosos desarrollados por CCEP en asocio con IPSE y Empresa de Energía del Pacífico – EPSA S.A. E.S.P. (en adelante, “EPSA”), donde ha sido claro su componente de sostenibilidad, el cual puede ser retomado para proyectos replicables en otras ZNI¹⁰⁴.

9.2.1 MCH Miguel Medina – Palmor

Este desarrollo hídrico se encuentra ubicado en el Corregimiento de Palmor, municipio de Ciénaga en las estribaciones de la Sierra Nevada de Santa Marta, en el departamento del Magdalena¹⁰⁵ (ver Ilustración 26). La comunidad desarrolla como actividades principales la agricultura (especialmente el café) y el comercio. Cuenta con una minicentral hidráulica de capacidad instalada de 240 kW para abastecer una población aproximada de 2.000 habitantes y 436 suscriptores¹⁰⁶ de energía eléctrica, con una prestación del servicio de energía promedio de 22 horas al día. Es la única de su género en el país.

Ilustración 26. Ubicación e infraestructura instalada de la MCH Palmor.



Ubicación y datos del Corregimiento de Palmor.
Fuente: SIGIPSE



Turbina de la casa de máquinas.
Fuente: CCEP



Infraestructura instalada para la MCH El Palmor.
Fuente: CCEP

Panorámica del Corregimiento de Palmor.
Fuente: CCEP

¹⁰⁴ Ver referencias bibliográficas [1], [11] de este documento.

¹⁰⁵ En inmediaciones del Río Cheruba, a una distancia aproximada de 4 km desde el centro del corregimiento en mención.

¹⁰⁶ SIGIPSE, CNM-IPSE. Consulta realizada el 26/05/2018.

Desde que fue puesta en operación comercial en septiembre de 1990¹⁰⁷ esta central ha funcionado continuamente. Parte de su éxito obedece a que la comunidad es la propietaria de dicha infraestructura y, por lo tanto, su responsable. Desde su construcción, la comunidad aportó un porcentaje (10%)¹⁰⁸ de su financiación, el resto fue donado a la misma, convirtiéndola en su propietaria y operaria; resultado que motivó la creación de la empresa ELECTROPALMOR. Su sentido colectivo y de pertenencia ha permitido que esta infraestructura energética se mantenga y funcione a pesar de situaciones críticas que se han presentado, siempre apuntando a mantener la central en condiciones adecuadas de operación y mantenimiento para garantizar su vida útil.

También, en el diseño de la minicentral se contempló una capacidad mayor (proyección a 20 años), esto es 300 kW, sin embargo, para evitar su sobredimensionamiento, se decidió implementarla en dos etapas, una primera fase de 125 kW, la cual dejó listo la captación de agua y la casa de máquinas (para la capacidad total); tubería hidráulica, turbina y generador y dejó espacio disponible para una segunda tubería y segundo set electromecánico (segunda fase).

Con el crecimiento, tanto de los usuarios como de la demanda, y con el fin de mantener el servicio de energía eléctrica y conservar la infraestructura energética disponible, la empresa vio la necesidad de llevar a cabo medidas de racionamiento sectorizado, uso racional y eficiente de la energía, así como de cuidado de su infraestructura; acciones que fueron acogidas por todos sus usuarios. De otro lado, el componente de capacitación continua ha sido fundamental. Uno de sus habitantes recibió formación durante dos años como técnico certificado en instalaciones eléctricas y ha estado empleado por más de 25 años.

Posteriormente, cuando su demanda fue mayor a la capacidad instalada, ELECTROPALMOR supo que la segunda fase se debía implementar. Con la financiación del IPSE y CCEP se revisaron todas las condiciones y se procedió con su diseño y complementación de infraestructura energética, rehabilitación de la infraestructura inicial, incluyendo renovación de redes de distribución eléctrica, redes internas, alumbrado público, obras auxiliares, medidores prepago, fortalecimiento empresarial; ejecutado en un período de 5 años.

Hoy cuentan con una infraestructura energética en condiciones adecuadas de operación y mantenimiento y una empresa fortalecida administrativa, técnica y comercialmente que pasó de ser una Asociación de Usuarios del servicio de Energía a una empresa de servicios públicos ELECTROPALMOR E.S.P. y que tiene como objetivo garantizar la sostenibilidad de su infraestructura energética a largo plazo. Si bien está registrada en RUPS aún no tiene codificación, sobre lo cual la DTGE se encuentra realizando las gestiones correspondientes.

9.2.2 Sistema híbrido fotovoltaico-diésel en Punta Soldado - Buenaventura

Esta pequeña localidad perteneciente a una comunidad afrocolombiana, está ubicada a 30 minutos en lancha rápida desde el Puerto de Buenaventura, se incluye dentro de la Zona Pacífico Sur de este documento (ver Ilustración 27).

¹⁰⁷ A través del Programa Especial de Energía para la Costa Atlántica –PESENCA, programa que contó con la participación de CORELCA, ICA, la Federación Nacional de Cafeteros y la ayuda de Cooperación alemana –GTZ-

¹⁰⁸ La Comunidad de Palmor adquirió un préstamo con el Banco Agrario para cofinanciar este porcentaje de la infraestructura eléctrica.

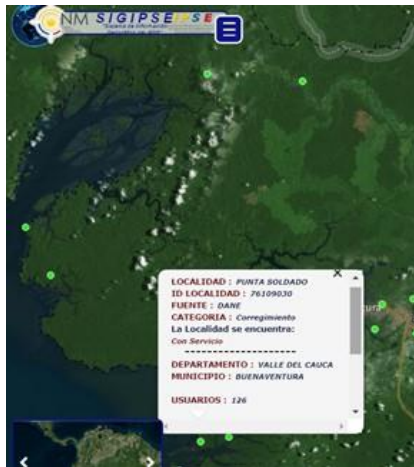
En el año 2012, el Consejo Comunitario de la Comunidad Negra de Punta Soldado solicitó la interconexión al SIN. Ante la falta de respuesta, la Administración Municipal les entregó una planta de generación diésel para generar 4 horas diarias promedio de prestación del servicio de energía.

Puesto que la comunidad pertenece al área de responsabilidad social del operador de red Empresa de Energía del Pacífico – EPSA S.A. E.S.P. (en adelante, “EPSA”), éste en alianza con CCEP encontraron la solución energética para esta población, un sistema híbrido solar-diésel con baterías. El objetivo del proyecto fue el suministro e instalación de un sistema fotovoltaico, instalaciones internas para viviendas, infraestructura social y alumbrado público.

La solución energética para operar 24 horas al día y dar suministro de energía eléctrica a 126 usuarios consta de 288 paneles fotovoltaicos de 260 Wp cada uno, con una capacidad de generación de 74,88 kWp, conectados a 13 controladores MPPT¹⁰⁹ de 80A de capacidad. El banco de baterías está integrado por 96 celdas y 6 inversores. El sistema solar/baterías se acopla a una red trifásica 208-120 V. Se incluyó la utilización de la planta de generación térmica diésel existente, habilitada en caso de emergencia o mantenimiento o recarga de baterías (ver Ilustración 27).

Cada uno de los usuarios cuenta con medidores de energía prepago, redes internas nuevas, bombillos led eficientes, y salidas de tomacorrientes para la conexión de electrodomésticos.

Ilustración 27. Fotos de la infraestructura instalada en Puerto Soldado. Fuente CCEP.



Ubicación de la Isla Punta Soldado.
Fuente: SIGIPSE CNM-IPSE



Una de las calles y viviendas de la Comunidad de Puerto Soldado. Fuente: CCEP

¹⁰⁹ Que significa Seguidor de Punto de Máxima Potencia -(por sus siglas en inglés Maximum Power Point Tracker)



Sistema fotovoltaico instalado en Puerto Soldado. Fuente: CCEP



Medidor prepago en una de las viviendas. Fuente: CCEP

Para facilitar el acceso a la energía se creó y constituyó legalmente con miembros de la comunidad una Junta Administradora de Servicios Públicos -JASE (en adelante, "JASE") sin ánimo de lucro para operar y mantener el sistema híbrido. La comunidad y la JASE estuvieron vinculados a los diferentes procesos de formación en temas contables, administrativos y de eficiencia energética, liderados por EPSA. La sostenibilidad está dada por la venta del servicio de energía eléctrica a través de tarjetas prepago, que permite realizar la operación, mantenimiento y reposición de los equipos de acuerdo con su vida útil. De forma similar al caso ilustrado en el numeral 9.2.1 de este documento, esta Junta no se halla inscrita en RUPS; situación que la DTGE se encuentra gestionando.

9.3 Éxitos, lecciones aprendidas

Con base en la identificación de proyectos de FNCER en ZNI, a continuación, se resumen los éxitos y lecciones aprendidas, extraídas de los casos exitosos¹¹⁰.

9.3.1 Éxitos

Entre los factores que determinan el éxito de proyectos de FNCER en ZNI identificados, se encuentran:

- Existencia de un responsable colectivo de la infraestructura energética.
- Pago del servicio de energía por parte de los usuarios para garantizar su permanencia.
- Elaboración y ejecución de un plan de mantenimiento de la infraestructura energética.
- Realización de capacitaciones permanentes en los componentes técnico, comercial, empresarial y administrativo.
- Continuidad de los empleados certificados y con experiencia en la empresa.
- Implementación de programas de Uso Racional y Eficiente de la Energía -URE.
- Visión de largo plazo.

9.3.2 Lecciones aprendidas

Es importante reconocer las lecciones aprendidas de cada uno de los mecanismos de financiación de los diferentes proyectos que pueden orientar las acciones futuras. Entre éstas se tienen:

¹¹⁰ Ver referencia bibliográfica [1] de este documento.

- Se requieren acciones concretas que permitan poner en práctica las metodologías que se han diseñado frente al tema.
- La combinación y articulación de apoyo a la política formulada y estrategias con el desarrollo e implementación de proyectos concretos en los campos de energía renovable y eficiencia energética, en conjunto con comunidades, agentes económicos y el sector energético es clave para la generación de un ambiente favorable en el desarrollo de las FNCER en Colombia.
- La importancia de trabajar desde un comienzo con los usuarios, quienes finalmente serán los que se apropien tanto de la tecnología como del esquema de sostenibilidad más adecuado con su entorno.
- Búsqueda de apoyo en los actores de la educación, quienes tienen la oportunidad de aprender fácil y rápido y a la vez se convierten en agentes multiplicadores para las familias y demás actores de la comunidad; situación que facilita la continuidad de las prácticas.
- Los proyectos sostenibles para el área rural requieren tiempo y dedicación, no solo presupuesto.
- La sostenibilidad es multifacética e intersectorial lo que desafía a trabajar de manera coordinada con los demás sectores para hacerla realidad.

10 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las ZNI en su gran mayoría continúan incumpliendo su obligación de reportar información financiera al SUI, a pesar de los múltiples esfuerzos adelantados por la SSPD, en diferentes jornadas de orientación institucional, llevadas a cabo durante los tres últimos años a todos los prestadores ZNI, frente al diseño de políticas y buenas prácticas internas cargue oportuno y completo de información SUI, fortalecimiento empresarial y comprensión de las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF, entre otros.
- Del resultado del análisis financiero de las 11 empresas prestadoras que reportaron información al SUI, 6 arrojaron ganancias y las otras 5 presentaron pérdidas operacionales. Para los casos de JASEPCA prestador del corregimiento de Capurganá, EMELCE del departamento del Guainía y ASUSERVIP de Medio Baudó, el panorama es el más crítico, en el sentido en que han arrojado pérdidas consecutivas para los años 2015 y 2016; caso contrario presentó SOPESA prestador del servicio en San Andrés, quien arrojó ganancias consecutivas y en crecimiento para los periodos analizados.
- Teniendo en cuenta lo anterior, la SSPD debe continuar enfocando sus esfuerzos en acompañar más de cerca a los prestadores en la transición de la implementación de las normas internacionales de información financiera, así como en el cargue de esta información al SUI. Lo anterior sin perjuicio de las acciones de control derivadas por el incumplimiento de la normativa vigente.
- El monto de subsidios destinados a los usuarios de las ZNI ha crecido en un 12,2% en promedio anual entre los años 2010 y 2017, alcanzando una cifra cercana a los 290 mil millones para este último año. El 75% de estos recursos se orientan a subsidiar a los usuarios de las ASE de San Andrés y Amazonas, así como a subsidiar la generación de energía operada por las empresas CEDENAR S.A. ESP y GENSA S.A. ESP en trece cabeceras de las ZNI. Los costos de subsidio por usuario atendido en las ZNI son 10,7 veces mayores a los costos por usuario subsidiado del SIN.
- Las acciones adelantadas por la SSPD mediante la codificación de las localidades de las ZNI han logrado evitar que los prestadores incurran en errores de cargue mitigando el riesgo de una incorrecta asignación de subsidios. Así mismo, la Superservicios ha ejercido sus facultades de inspección, vigilancia y control haciendo presencia en las ZNI para evitar que las empresas reciban a título de subsidio asignaciones presupuestales superiores a las que les corresponde.
- Del total de suscriptores atendidos en las 36 cabeceras municipales de las ZNI, el mayor porcentaje se encuentra en las áreas de Servicio Exclusivo con un 40,2%, seguida de la Orinoquía con un 18,3%, la Zona del Pacífico Sur cuenta con el 17,6%, el Pacífico Norte con el 16,9% y finalmente la Amazonía con un 6,9% completa el total de los suscriptores. La distribución por estratos y sectores se distribuye de la siguiente manera: El estrato 1 predomina en las cabeceras municipales con el 55,3%, seguido del estrato 2 con el 20,6% y el estrato 3 con el 10,6%. Los estratos 4, 5 y 6 no tienen una representación importante y sólo representan el 2,6% del total de suscriptores residenciales. En el sector no residencial, predomina el comercial con el 8,9%, mientras que el oficial tiene el 1,8%. De otra parte, el sector industrial representa una participación mínima con un 0,4% y se encuentra ubicado en San Andrés y Leticia, principalmente.

- El costo de prestación del servicio aplicable a los usuarios de energía en las ZNI, está afectado principalmente por el precio del suministro y transporte del combustible; sin embargo, en algunas cabeceras se observan incrementos o reducciones inexplicables que están siendo verificadas por parte de la DTGE. Para el mes de diciembre de 2017, el valor Costo Unitario más bajo correspondió a Puerto Carreño, con 662,66 \$/kWh; y el más alto a Mitú con un valor de 3.117 \$/kWh.
- Acerca de las horas de generación de energía eléctrica en las cabeceras municipales de las ZNI se concluye que, las que tuvieron mejor promedio durante los años 2015 – 2017, son las atendidas por los concesionarios de las dos ASE con un promedio de 23,97 horas. En segundo lugar, se ubica la zona Orinoquia, cuyo promedio de horas de prestación fue de 23,09 horas. De esta región se destaca que está conformada por cabeceras como Inírida en la cual genera GENSA S.A. E.S.P.; también mejora el promedio la interconexión con Venezuela. En tercer lugar se ubica la Zona Pacífico Sur con 22,84 horas en la cual generaba para la fecha objeto de análisis, las compañías GENSA S.A. E.S.P. y CEDENAR S.A. E.S.P.; en cuarto lugar se tiene la Zona Pacífico Norte con 17,75 horas en promedio; en esta zona se cuenta con cabeceras con un promedio muy bajo como son Beté y Sipí. En quinto y último lugar está ubicada la Zona Amazonía con 14,81 horas promedio de generación.
- Debido a lo anterior, es claro que la SSPD debe enfocar sus esfuerzos de vigilancia a la calidad y continuidad del servicio en las zonas Pacífico Norte y Amazonía, toda vez que evidencian una situación crítica en este aspecto. Para lo anterior, en la actualidad se está adelantando análisis que permita diseñar un esquema de vigilancia diferencial con el propósito de tener mayor y mejor información de la prestación del servicio, especialmente en las localidades menores de las ZNI.
- Es importante que las ASE redoblen esfuerzos para implementar proyectos de FNCER y Eficiencia Energética en la generación, encaminados a disminuir la dependencia de combustibles fósiles para generar energía eléctrica. También es importante que se tomen las acciones necesarias que garanticen la expansión de los parques de generación de energía en las áreas concesionadas, para que tengan la capacidad de satisfacer la demanda de electricidad de conformidad con los requerimientos energéticos de los usuarios finales del servicio, para que así se garantice el desarrollo económico regional.
- Las experiencias de los programas Luces para Aprender, FAZNI, SGR, IPSE, son una clara muestra de que el componente de sostenibilidad sigue siendo débil en su implementación y posterior seguimiento para este tipo de proyectos de sistemas fotovoltaicos individuales o sistemas híbridos. Es necesario realizar un esfuerzo mayor para que este componente se garantice (caso del mecanismo de las ASE), traspasando las barreras de administraciones temporales y dejando como responsable del mismo a un representante de la empresa prestadora o comunidad (según sea el caso), debidamente capacitado, quien sea el encargado de realizar labores de seguimiento periódico, con mayor énfasis cuando se realicen rotaciones de personal de los lugares donde se instaló la infraestructura energética renovable.

11 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Experiencias para construir futuros. USAID-CCEP. Energía Limpia para Colombia 2012-2017. ISBN 978-958-56157-8-6. Primera Edición, Marzo 2017. Bogotá, D.C.
- [2] Programa Luces para Aprender. Organización de Estados Iberoamericanos para la Educación, la Ciencia y la Cultura -OEI. Apartes de la reunión realizada con Alejandra M. Escobar, G Unidad Técnica. 7 de marzo 2017. Santa Fe de Bogotá, D.C.
- [3] MINMINAS, ACTAS CAFAZNI 2007-2017.
- [4] Plan Nacional de Electrificación Rural PNER 2018-2031. Documento Preliminar en Discusión. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá, D.C., 12 de julio de 2018.
- [5] Guía para la elaboración de un PERS. UPME-USAID. Bogotá, D.C., junio 2015.
- [6] CONTRATO DE CONCESIÓN CON EXCLUSIVIDAD PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ÁREA DE AMAZONAS-052 de 2010. Suscrito entre el Ministerio de Minas y Energía y ENAM S.A. E.S.P.
- [7] CONTRATO DE CONCESIÓN CON EXCLUSIVIDAD PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ÁREA DE SAN ANDRES, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA-067 de 2009. Suscrito entre el Ministerio de Minas y Energía y SOPESA S.A. E.S.P.
- [8] Informe de Auditoria Externa de Gestión y Resultados AEGR– ENAM S.A. ESP 2017.
- [9] Informe de Auditoria Externa de Gestión y Resultados AEGR – SOPESA S.A. ESP 2017.
- [10] Implementación del Plan Fronteras para la Prosperidad. MRE: impulsar el desarrollo social y económico de las Zonas de Frontera a nivel Nacional. Resúmenes ejecutivos de proyectos de inversión 2016 y 2017. Código BPIN 2011011000466. Bogotá, D.C., Enero de 2017 y Enero de 2018, respectivamente.
- [11] Perfiles de Proyectos. USAID-CCEP. Energía Limpia para Colombia 2012-2017. ISBN 978-958-56157-2-4. Primera Edición, Marzo 2017. Bogotá, D.C.
- [12] Informe Final Convenio Interadministrativo 204 de 2013. CANCELLERÍA, IPSE, ELECTROVICHADA S.A. E.S.P. Bogotá, D.C. 2013.
- [13] Informes mensuales de Telemetría. CNP-IPSE. Bogotá, D.C. Enero 2015-Julio de 2018.
- [14]. Informe Diagnóstico de Generación de Energía Eléctrica en las Cabeceras Municipales ZNI del Departamento del Chocó”. SSPD-DTGE. Bogotá, D.C., 9 de mayo de 2018.

12 ANEXOS

12.1 ANEXO 1.1 Listado de prestadores del servicio de energía eléctrica en las ZNI con localidades codificadas

ID	Nombre Prestador	Tipo de prestador	ID	Nombre Prestador	Tipo de prestador
25681	ASOCIACIÓN DE ENERGÍA DE LAS ZONAS RURALES DEL MUNICIPIO DE EL CHARCO	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	3207	EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE SERVICIOS PÚBLICOS E.S.P DEL MUNICIPIO DE MURINDÓ	EMPRESA INDUSTRIAL Y COMERCIAL DEL ESTADO
26184	ASOCIACION DE USUARIOS DE SERVICIOS PÚBLICOS DE LAS COMUNIDADES DE LA ZONA SUR DEL MUNICIPIO DE BAJO BAUDÓ	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	3076	EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
22728	ASOCIACIÓN DE USUARIOS DE SERVICIOS PÚBLICOS DEL MEDIO BAUDÓ	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	3212	EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL VICHADA ELECTROVICHADA S.A. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
32033	ASOCIACIÓN DE USUARIOS DEL SERVICIO DE ENERGÍA DE LA ZONA RURAL DEL CONSEJO COMUNITARIO ODEMAM MOSQUERA NORTE DEL MUNICIPIO DE MOSQUERA NARIÑO	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	22645	EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE ROBERTO PAYÁN S.A.S E.S.P	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
22594	ASOCIACIÓN DE USUARIOS DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA ZONA RURAL DE SANTA BÁRBARA DE ISCUANDÉ	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	1891	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE BAHÍA SOLANO S.A. ESP	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
23484	ASOCIACIÓN DE USUARIOS DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO MERIZALDE	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	28111	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL CAUCA	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
26083	COMPANÍA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS DE BOJAYÁ S.A E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)	23400	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE BARBACOAS S.A.S E.S.P	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
20504	COOPERATIVA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE CUPICA	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	32194	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DEL ALTO BAUDÓ E.S.P. S.A.S.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
21597	COOPERATIVA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE LÓPEZ DE MICAY	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	38893	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DEL CAQUETÁ S.A.S. ESP	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
20214	DEPARTAMENTO DEL VAUPÉS	PRESTADORES FUERA DEL ART. 15 LSPD	26717	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DEL OCCIDENTE COLOMBIANO S.A.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
1811	E. S. P. DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BAJO BAUDÓ PIZARRO S.A.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)	22941	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS DE UNGUÍA SA ESP	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
38851	E. A. T. ELECTRIFICADORA DE LA ZONA RURAL Y RURAL DE TUMACO	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	34274	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS Y ENERGÍA DEL LITORAL DEL SAN JUAN S.A.S. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
1816	E.A.T. DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE LA TOLA NARIÑO	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	1895	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ACANDÍ S.A. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
1900	E.A.T. DE PRESTACION DE SERVICIOS PÚBLICOS DEL MUNICIPIO DE MOSQUERA EL PORVENIR E.S.P.	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	1809	EMPRESA ELECTRIFICADORA DE NUQUÍ E.S.P. S. A ECONOMÍA MIXTA	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
3173	E.A.T. DE PRESTACION DE SERVICIOS PÚBLICOS DE LA LOCALIDAD DEL CHAJAL MUNICIPIO DE TUMACO	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	1867	EMPRESA GENERADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL CHARCO S.A E.S.P	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
21608	E.A.T. ELECTRIFICADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA ZONA RURAL DE LOS CONCEJOS COMUNITARIOS DEL MUNICIPIO DE OLAYA HERRERA	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	1892	EMPRESA MIXTA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE GUAPI ENERGUAPI S.A. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
20067	EAT ELECTRIFICADORA DE LA ZONA RURAL DE TUMACO	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	1890	EMPRESA MIXTA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE TIMBIQUÍ S.A.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
25680	ELECTRIFICADORA DE MAPIRIPÁN S.A. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)	1930	EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS DE VIGÍA DEL	EMPRESA INDUSTRIAL Y COMERCIAL DEL ESTADO
37833	ELECTRIFICADORA DE NARIÑO SUR E.A.T.	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	2170	EMPRESA SIGLO XXI EICE ESP	EMPRESA INDUSTRIAL Y COMERCIAL DEL ESTADO
20432	ELECTRIFICADORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)	23430	ENERGÍA PARA EL AMAZONAS ENAM S.A. ESP	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
1759	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE LEGUZAMO	EMPRESA INDUSTRIAL Y COMERCIAL DEL ESTADO	37735	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
28352	EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO COMERCIALIZADORA SAN JOSÉ E.S.P.	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	22791	GENDECAR S.A. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
26040	EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS DE BOCAS DE CURAY E.S.P.	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	2080	JUNTA ADMINISTRADORA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE CAPURGANÁ	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA
3027	EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO ELECTRIFICADORA DE SAN JUAN DE LA COSTA E.S.P.	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	22042	MUNICIPIO DE BOJAYÁ	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)
34833	EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO ELECTRIFICADORA DEL PACÍFICO SUR	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	2994	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)
25965	EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO ELECTROSOLEDAD DE ISCUANDÉ	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	20226	MUNICIPIO DE PUERTO ASIS	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)
26810	EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO ENERGÍA DE OLAYA HERRERA EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	20153	MUNICIPIO DE SIPÍ	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)
23423	EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO ENERGÍA DEL SUR	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	20154	MUNICIPIO DE TARAIRA	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)
38134	EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE ENERGÍA DEL PACÍFICO MUNICIPIO DE SANTA BÁRBARA ISCUANDÉ	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	20169	MUNICIPIO DEL CARMEN DEL DARIÉN	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)
26122	EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA PARTE BAJA DE LA TOLA	ORGANIZACIÓN AUTORIZADA	20170	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)
20081	EMPRESA DE ENERGÍA DE MAGÚI PAYÁN S.A E.S.P	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)	1720	SOCIEDAD PRODUCTORA DE ENERGÍA DE SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA S.A. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
2272	EMPRESA DE ENERGÍA DE SALAHONDA S.A. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)	20172	UNIDAD DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ENERGÍA, ACUEDUCTO, ALCANTARILLO Y ASEO DEL MUNICIPIO LITORAL DEL SAN JUAN	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)
2331	EMPRESA DE ENERGÍA DEL GUAINIA LA CEIBA S.A. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)			

Fuente SUI, 20 de junio de 2018. Construcción SSPD-DTGE

12.2 ANEXO 1.2 Listado de prestadores del servicio de energía eléctrica en las ZNI sin localidades codificadas

ID	NOMBRE EMPRESA	TIPO DE PRESTADOR	ID	NOMBRE EMPRESA	TIPO DE PRESTADOR
5	MUNICIPIO DE CURILLO	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)	20225	MUNICIPIO DE CUMBAL	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)
117	MUNICIPIO DE LA MONTAÑA	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)	20380	EMPRESA SOLIDARIA DE SERVICIOS PÚBLICOS AGUA VIVA DE PUERTO GUZMÁN E. S. P.	ORGANIZACION AUTORIZADA
256	MUNICIPIO DE PUERTO LLERAS	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)	20494	MUNICIPIO DE RÍO QUITO	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)
520	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)	20618	MUNICIPIO OLAYA HERRERA	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)
599	EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA	EMPRESA INDUSTRIAL Y COMERCIAL DEL ESTADO	38850	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS PLAYAS ASOCIADAS - ENERPLASO S.A.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
658	MUNICIPIO DE ISTMINA	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)	21692	MUNICIPIO VALLE DEL GUAMUEZ	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)
1106	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS MUNICIPALES PERLA DEL MANACACÍAS	EMPRESA INDUSTRIAL Y COMERCIAL DEL ESTADO	22032	MUNICIPIO DE NÓVITA	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)
1337	MUNICIPIO DE BELÉN DE LOS ANDAQUÍES	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)	22200	ASOCIACION DE USUARIOS DE SERVICIOS PÚBLICOS DE BELLAVISTA	ORGANIZACION AUTORIZADA
1757	GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)	22331	ASOCIACION DE USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ARARACUARA	ORGANIZACION AUTORIZADA
1810	E.A.T. PARA EL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ISCUANDÉ	ORGANIZACION AUTORIZADA	22505	COOPERATIVA COMUNITARIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ISLA FUERTE	ORGANIZACION AUTORIZADA
2149	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS MUNICIPALES DE MAPIRIPÁN	EMPRESA INDUSTRIAL Y COMERCIAL DEL ESTADO	22511	EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PÚBLICOS DE OROCUÉ SA ESP	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
3218	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS DE SOLITA S.A. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)	26239	EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO PARA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL RÍO ISCUANDÉ	ORGANIZACION AUTORIZADA
20157	MUNICIPIO DEL MEDIO SAN JUAN	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)	26685	ELECTROISCUANDÉ S.A.S. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
20158	MUNICIPIO DE BARBACOAS	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)	26724	MULTISERVICIOS DE ISCUANDÉ S.A. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
20159	MUNICIPIO DE ORITO	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)	26746	ELECTRIFICADORA E ILUMINACIONES DEL VALLE S.A.S. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
20160	ALCALDÍA DE CONDOTO	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)	27271	ELECTRIFICADORA E ILUMINACIONES DEL VALLE S.A.S. E.S.P.	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
20164	MUNICIPIO DEL RÍO IRÓ	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)	30791	COOPERATIVA PRESTADORA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS ISLOTE Y MUCURA	ORGANIZACION AUTORIZADA
20179	ALCALDÍA MUNICIPAL DE BUENAVENTURA	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)	32200	EMPRESA DE ENERGÍA DE LA ZONA RURAL DE FRANCISCO PIZARRO	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
20181	MUNICIPIO DE PUERTO GUZMÁN	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)	32613	EMPRESA COMUNITARIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS DE CARTAGENA DEL CHAIRA S.A.S E.S.P	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)
20217	UNIDAD DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS DE ACUEDUCTO, ALCANTARILLADO, ASEO Y ENERGÍA ZONA NO	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)	33793	ASOCIACIÓN DE USUARIOS DEL SERVICIO DE ENERGÍA DE PALMOR DE LA SIERRA EMPRESA DE SERVICIOS	PRODUCTOR MARGINAL, INDEPENDIENTE O USO PARTICULAR
20220	MUNICIPIO DE EL PAUJIL	MUNICIPIO (PRESTACIÓN DIRECTA)	20696	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE SAN ANTONIO DE GETUCHA S.A. E.S.P	SOCIEDADES (EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS)

Fuente SUI, 20 de junio de 2018. Construcción SSPD-DTGE

12.3 ANEXO 2 Listado de proyectos FNCER discriminados por zona

Tabla 31 Proyectos de FNCER aprobados por OEI año 2012-2016.

Tipo proyectos implementados	Zona ASES	Zona Pacífico Norte	Zona Pacífico Sur	Zona Orinoquia	Zona Amazonia	OTRAS ZONAS	Cantidad proyectos
Sistemas fotovoltaicos para infraestructura social		108			1	57	166
TOTAL	0	108	0	0	1	57	166

Fuente OEI. Construcción SSPD-DTGE, agosto de 2018

Tabla 32 Proyectos de FNCER aprobados por FAZNI año 2007-2017.

Tipo proyectos implementados	Zona ASES	Zona Pacífico Norte	Zona Pacífico Sur	Zona Orinoquia	Zona Amazonia	OTRAS ZONAS	Cantidad proyectos
Sistemas fotovoltaicos para infraestructura social				5	3	1	9
Sistemas fotovoltaicos Individuales				4	7	15	26
Sistemas fotovoltaicos individuales y sociales				1			1
TOTAL	0	0	0	5	7	16	36

Fuente MINMINAS. Construcción SSPD-DTGE, agosto de 2018

Tabla 33 Tipo Proyectos FNCER implementados por PERS 2014-2017.

Tipo proyectos implementados	Zona ASES	Zona Pacífico Norte	Zona Pacífico Sur	Zona Orinoquia	Zona Amazonia	OTRAS ZONAS	Cantidad proyectos
Sistemas fotovoltaicos individuales y sociales			3				3
TOTAL	0	0	3	0	0	0	3

Fuente UPME mayo 2018. Construcción SSPD-DTGE, noviembre de 2018.

Tabla 34 Tipo Proyectos FNCER implementados por FNR 2007-2011.

Tipo proyectos implementados	Zona ASES	Zona Pacífico Norte	Zona Pacífico Sur	Zona Orinoquia	Zona Amazonia	OTRAS ZONAS	Cantidad proyectos
Sistemas fotovoltaicos Individuales					2		2
TOTAL							2

Fuente SGR mayo 2018. Construcción SSPD-DTGE, agosto de 2018.

Tabla 35 Tipo Proyectos FNCER implementados por SGR 2012-2017.

Tipo proyectos implementados	Zona ASES	Zona Pacífico Norte	Zona Pacífico Sur	Zona Orinoquia	Zona Amazonia	OTRAS ZONAS	Cantidad proyectos
Sistemas híbridos					1		1
Sistemas fotovoltaicos Individuales						3	3
Sistemas fotovoltaicos sin discriminación					1	1	2
Información No Disponible (ND)		2		6		13	21
TOTAL	0	2	0	6	2	17	27

Fuente SGR mayo 2018. Construcción SSPD-DTGE, agosto de 2018

Tabla 36 Tipo Proyectos FNCER implementados por IPSE 2014-2017.

Financiadores	Tipo proyectos implementados	Zona ASES	Zona Pacífico Norte	Zona Pacífico Sur	Zona Orinoquia	Zona Amazonia	OTRAS ZONAS	Cantidad proyectos
IPSE-OEI	Sistemas híbridos solar-diésel-batería		7		2		16	25
CCEP-IPSE	Microcentrales hidroeléctricas		1			1	1	3
IPSE	Sistemas fotovoltaicos individuales e infraestructura social		17	16	34	54	77	198
	TOTAL							226

Fuente IPSE, julio 2018

Tabla 37 Tipo Proyectos de FNCER implementados por CCEP.

Financiadores	Tipo proyectos implementados	Zona ASES	Zona Pacífico Norte	Zona Pacífico Sur	Zona Orinoquia	Zona Amazonia	OTRAS ZONAS	Cantidad proyectos
CCEP-otros	Sistemas híbridos solar-diésel-batería						1	1
CCEP-FCGI	Bombeo solar fotovoltaico y biomecánico						38	38
CCEP-IPSE	Microcentrales hidroeléctricas		1				1	2
CCEP-MRE	Sistemas fotovoltaicos para infraestructura social y productiva						1	1
TOTAL								42

Fuente: CCEP 2017. Construcción SSPD-DTGE, agosto de 2018

Tabla 38 Tipo Proyectos FNCER implementados por MRE-PFP 2013-2017.

Financiadores	Tipo proyectos implementados	Zona ASES	Zona Pacífico Norte	Zona Pacífico Sur	Zona Orinoquia	Zona Amazonia	OTRAS ZONAS	Cantidad proyectos
MRE, otros	Sistemas fotovoltaicos para infraestructura social	1		12	5	4	9	31
IPSE	Sistemas fotovoltaicos para infraestructura productiva						1	1
TOTAL								32

Fuente MRE-PFP 2018. Construcción SSPD-DTGE, octubre de 2018

Tabla 39 Tipo Resumen Proyectos ASES implementados y en operación 2009-2017.

Tipo proyectos implementados	Zona ASES	Zona Pacífico Norte	Zona Pacífico Sur	Zona Orinoquia	Zona Amazonia	OTRAS ZONAS	Cantidad proyectos
Sistema híbrido-solar-diésel-Baterías	2						2
TOTAL	2	0	0	0	0	0	2

Fuente SSPD. Visitas realizadas DTGE, octubre y noviembre de 2018

Tabla 40 Tipo Resumen Proyectos FNCER identificados e implementados 2007-2017.

Tipo proyectos implementados/zonas*	Zona ASES	Zona Pacífico Norte	Zona Pacífico Sur	Zona Orinoquia	Zona Amazonia	OTRAS ZONAS	Cantidad proyectos
Sistemas fotovoltaicos individuales y sociales	1	125	31	49	71	162	439
Sistemas híbridos solar-diésel-batería	2	7	2	2	1	15	29
Microcentrales hidroeléctricas	0	1	0	0	1	1	3
Bombeo solar fotovoltaico y biomecánico	0	0	0	0	0	38	38
Sistemas fotovoltaicos para infraestructura social y productiva	0	0	0	0	0	1	1
Información sin discriminación o No Disponible (ND)	0	2	0	6	1	14	23
TOTAL	3	135	33	57	74	231	533

Nota: *par efectos de cálculo, cada proyecto cofinanciado solamente se sumó una sola vez.

Fuente: UPME-IPSE-CCEP-ASE-FAZNI-SGE-FNR-OEI-MRE. Noviembre de 2018