

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES ENERGIA PARA EL AMAZONAS S.A. ESP



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, noviembre de 2018**

ENERGIA PARA EL AMAZONAS S.A. ESP ANÁLISIS AÑO 2017

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa ENERGIA PARA EL AMAZONAS S.A. ESP, en adelante ENAM, se constituyó en el año 2010 y se encuentra inscrita en el RUPS desde 09 de septiembre del 2010. Desarrolla las actividades de Generación, Distribución y Comercialización de energía eléctrica en zonas no interconectadas desde el 1 de mayo de 2010. El capital suscrito y pagado de la empresa es de \$15.000 millones.

Tabla No 1. Datos Generales

| | |
|----------------------------------------|---------------------------------------------|
| Tipo de Sociedad | Sociedad Anónima |
| Razón Social | ENERGIA PARA EL AMAZONAS S.A. ESP |
| Sigla | ENAM |
| Representante Legal | Nelson Ríos Villamizar |
| Actividad desarrollada | Generación, Distribución y Comercialización |
| Año de entrada en operación | 2010 |
| Auditor – AEGR | AUDITORIAS INTEGRALES DEL AMAZONAS S.A.S |
| Clasificación | Zona No Interconectada (ZNI) |
| Fecha última actualización RUPS | 25/05/2018 |

Fuente: SUI

De acuerdo con lo establecido en la Resolución 20151300047005 de 2015 que modificó la Resolución SSPD No 20071300027015 de 2007; el prestador realizó la actualización del RUPS de manera anual, excepto en las vigencias 2013 y 2014 donde no realizó solicitud de actualización de la información.

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Aspectos Administrativos

ENAM es una Sociedad Anónima, de clase Privada, constituida mediante escritura pública No 73 del 9 de febrero de 2010 de la notaría única de Leticia, cuyo objeto social es la prestación de servicios públicos de Energía Eléctrica en la Zona No Interconectada perteneciente al Departamento de Amazonas, así mismo el día tres (3) de marzo de 2010, suscribe el Contrato de Concesión 052 de 2010 entre el Ministerio de Minas y Energía en calidad de concedente y ENAM, cuyo objeto es: *“otorgar al Concesionario, por su cuenta y riesgo, la prestación con Exclusividad de las Actividades Concesionadas en el Área perteneciente al Departamento de Amazonas”*, el término de ejecución pactado es de 20 años.

El contrato tiene una fase de inversiones durante la cual se deben realizar las inversiones necesarias en generación, distribución y comercialización de energía y otra el cumplimiento de los indicadores de gestión. Las localidades que hacen parte de la concesión son: Leticia, Puerto Nariño, Tarapaca, 9 corregimientos Departamentales, 2 inspecciones de policía, 25 Centros poblados y 2 caseríos.

Para el desarrollo de su actividad, ENAM cuenta con una planta de personal compuesta por 31 trabajadores directos y 111 personas por contratación indirecta, para un total de 142 personas. La Tabla No 2 presenta la distribución por tipo de contratación y áreas.

Tabla No 2. Tipo de contratación, cantidad y clasificación por áreas.

| ÁREA | Contratación directa | Contratación in-directa | Total |
|----------------------------------------------------------|----------------------|-------------------------|------------|
| Administrativa y financiera | 6 | 8 | 14 |
| Comercial | 4 | 17 | 21 |
| Distribución | 6 | 30 | 36 |
| Generación | 3 | 24 | 27 |
| General | 5 | 15 | 20 |
| Procesos especiales (sst- ambiental-comunidades menores) | 7 | 17 | 24 |
| TOTAL | 31 | 111 | 142 |

Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

2.2. Aspectos Financieros

Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 15 del decreto 990 de 2002, son funciones de las Direcciones Técnicas de Gestión de las Superintendencias Delegadas

"(...) Evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de los prestadores de servicios Públicos domiciliarios sujetos a la inspección, vigilancia y control de acuerdo con los indicadores definidos por las Comisiones de Regulación (...)"

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2018 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir la información financiera del año 2017. De acuerdo con los indicadores calculados bajo NIF, para las vigencias 2016 y 2017 el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, se aprecia en la *Tabla No 3*.

Tabla No 3. Clasificación inicial de riesgo financiero año 2017.

| INDICADORES FINANCIEROS | Tipo | 2017 | 2016 |
|--------------------------------------|--------------|---------------|----------------|
| Rentabilidad sobre Activos | Rentabilidad | 13.73% | 10.90% |
| Rentabilidad sobre Patrimonio | Rentabilidad | 23.34% | 21.04% |
| Flujo de Caja sobre Activos | Rentabilidad | -6.09% | -33.90% |
| Ciclo Operacional | Liquidez | -47.43 | -97.69 |
| Cubrimiento de Gastos Financieros | Liquidez | 2.81 | 2.68 |
| Razón Corriente | Liquidez | 1.42 | 0.93 |
| Patrimonio sobre Activo | Solidez | 35.48% | 30.60% |
| Pasivo corriente sobre Pasivo Total | Solidez | 65% | 89% |
| Activo corriente sobre Activo Total | Solidez | 59.94% | 57.40% |
| RIESGO FINANCIERO¹ | | 1 | 2 |

Fuente: SUI. Calculo: Grupo Financiero DTGE

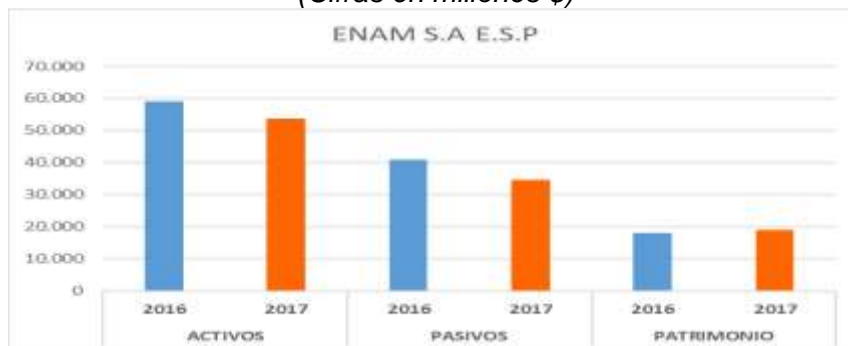
Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, ENAM, evidencia un nivel de riesgo financiero medio-bajo (1) para 2017, mejorando la situación que presentó en el año 2016 cuyo resultado estaba catalogado como medio-alto (2).

¹ Puntaje Nivel 0: Riesgo Bajo. Puntaje Nivel 1: Riesgo Medio Bajo. Puntaje Nivel 2: Riesgo Medio Alto. Puntaje Nivel 3: Riesgo Alto.

Estado de Situación Financiera

Posteriormente se analiza la calidad de la información financiera cargada por el prestador al SUI, así mismo se tomó como base la información suministrada por el AEGR de ENAM Auditorías Integrales, empezando por la estructura del Estado de Situación Financiera para las vigencias 2016 y 2017 los cuales presentaron las principales variaciones que se mencionan a continuación:

Gráfico No 1. Estado de Situación Financiera años 2016 – 2017
(Cifras en millones \$)



Fuente: SUI

El valor del activo a diciembre de 2017 asciende a \$53.778 millones, presentando una disminución frente al 2016 de \$5.254 millones. Según información del prestador, esta se debe a la operación de Leaseback (contrato de arrendamiento de activos fijos con opción de compra) que ocasionó retiros del activo por valor de \$6.855 millones, operación destinada a que la empresa dispusiera de mayor liquidez en el corto plazo. El activo corriente se reduce en \$1.651 millones, en razón a que la cuenta de Otros Activos no Financieros (Gastos pagados por anticipado), disminuye en \$8.445 millones porque en el transcurso de 2017 se ejecutaron los proyectos, principalmente en la adecuación de las instalaciones y de las máquinas de generación adquiridas por la empresa, y este valor supera el aumento en las cuentas por cobrar, \$7.503 millones.

Tabla No 4. Activo 2017

| ACTIVO - Miles de \$ | 2017 | PARTICIP. | PARTICIP. |
|------------------------------------------------|-------------------|-------------|-------------|
| TOTAL ACTIVO | 53.777.862 | | 100% |
| ACTIVO CORRIENTE | 32.233.617 | 100% | 60% |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | 2.685.003 | 8% | |
| Cuentas por cobrar y otras cuentas comerciales | 20.867.994 | 65% | |
| Impuestos, corrientes | 352.395 | 1% | |
| Inventarios | 7.870.260 | 24% | |
| Otros activos no financieros | 457.966 | 1% | |
| ACTIVO NO CORRIENTE | 21.544.245 | 100% | 40% |
| Propiedades, planta y equipo | 270.051 | 1% | |
| Intangibles | 20.162.055 | 94% | |
| Impuesto diferido | 1.112.140 | 5% | |

Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

En cuanto al valor de los Activos a diciembre de 2017, la mayor participación le pertenece al Activo Corriente con 60%. De estos activos el aporte de Efectivo es 8%, Cuentas por Cobrar 65% (23% en 2016), Inventarios 24%. El Activo no Corriente con una participación de 40% está concentrado en Intangibles, 94%. En esta cuenta se incluye el valor de los activos fijos (propiedad, planta y equipo), debido a que al

constituir la empresa ENAM una concesión, los activos fijos no son propiedad del concesionario, aunque sí los opera y deprecia.

En el año 2016 el Pasivo Corriente representaba 89% del total del Pasivo, ahora para el año 2017 la situación de endeudamiento a corto plazo cambio quedando en un 65% del total de la deuda. En el Pasivo Corriente las participaciones más altas son los Pasivos Financieros con 15%, las Cuentas por Pagar con 68% y Otros Pasivos no Financieros con 17%, en el Pasivo no Corriente la participación más significativa son las obligaciones financieras de largo plazo con el 96%.

Tabla No 5. Pasivo 2017

| PASIVO - Miles de \$ | 2017 | PARTICIP. | PARTICIP. |
|------------------------------------------------------|-------------------|-------------|-------------|
| TOTAL PASIVO | 34.696.410 | | 100% |
| PASIVO CORRIENTE | 22.644.424 | 100% | 65% |
| Pasivos financieros | 3.325.000 | 15% | |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas comer. | 15.392.503 | 68% | |
| Beneficios a Empleados | 95.406 | 0% | |
| Pasivos, impuestos corrientes | 75.520 | 0% | |
| Provisiones | 19.661 | 0% | |
| Otros pasivos no financieros | 3.736.334 | 17% | |
| PASIVO NO CORRIENTE | 12.051.985 | 100% | 35% |
| Obligaciones Financieras L. Plazo | 11.535.343 | 96% | |
| Impuesto diferido por pagar | 516.642 | 4% | |

Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

Finalmente, en la estructura del Balance, el Pasivo representa un 65% del valor del Activo, lo que se evidencia una mejora comparada con el año 2016, que estuvo en un 69%, así mismo el Patrimonio va en aumento llegando a un 35% del Activo, comparada con el 2016 que oscilo en 31%, lo que refleja una mejora en la situación económica y financiera de la empresa.

Tabla No 6. Patrimonio 2017

| PATRIMONIO - Miles de \$ | 2017 | PARTICIP. | PART/ACTIVO |
|--------------------------|-------------------|-------------|-------------|
| TOTAL PATRIMONIO | 19.081.452 | 100% | 35% |
| PATRIMONIO INSTITUCIONAL | 19.081.452 | | |

Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

Estado de Resultados Integrales

*Gráfico No 2. Estado de Resultados años 2016 – 2017
(Cifras en millones \$)*



Fuente: SUI

Los ingresos Operacionales tienen como fuente principal la venta y facturación del servicio de energía eléctrica al usuario final. Los Ingresos Operacionales fueron \$52.800 millones. Los ingresos en el año 2016 fueron \$53.342 millones, decrecieron 1.0%. El decremento se genera según el prestador porque el IPP (oferta interna), factor con el que se indexa el IAOMt creció en 2017 en solo 1.8% (el IPC con el que se incrementan un amplio porcentaje de los costos y gastos creció en 4.1%). Segundo, porque se generó un ajuste en el deterioro de los ingresos de \$891 millones.

En el año 2017 el Costo de Ventas representa el 88% del Ingreso Operacional disminuyó respecto al año 2016, en consecuencia, la utilidad presentó un aumento importante comparado con el año anterior. Del costo de ventas, la mayor erogación se encuentra en los costos de insumos combustibles para la generación de las plantas con 46%. Los siguientes conceptos en importancia son Mantenimiento de Plantas de Generación con 8%, Materiales con 10%, Arrendamiento de Redes con 9%.

Tabla No 7. Costos de Venta y Operación 2017

| COSTOS DE VENTA Y OPERACIÓN cifra en miles de \$ | 2017 | % PARTICIPACIÓN. |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|-------------------------|
| COMBUSTIBLES | \$ 21.696.951 | 46% |
| MANTENIMIENTOS | \$ 3.671.165 | 8% |
| ARRENDAMIENTOS | \$ 4.161.388 | 9% |
| MATERIALES | \$ 4.827.919 | 10% |
| CONTRATOS DE ADMON | \$ 2.921.609 | 6% |
| OTROS COSTOS(honorarios, servicios públicos, salarios, viaticos,transportes, ops, etc.) | \$ 9.381.764 | 20% |
| COSTOS DE VENTA Y OPERACIÓN | \$ 46.660.796 | 100% |

Fuente: Notas a los Estados Financieros de ENAM

Proyección del Estado de Resultados 2017-2020

Tabla No 8. Proyecciones Estado de Resultados

| ESTADO DE RESULTADOS - \$ | CÓDIGO | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|----------------------------------|---------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Ingresos Operacionales | 10 | 52.800.570.842 | 56.981.168.909 | 59.624.221.426 | 62.470.875.515 | 65.470.586.937 |
| Costos de Ventas | 11 | 46.660.796.428 | 45.588.233.879 | 50.360.503.205 | 53.214.489.538 | 53.928.120.538 |
| Utilidad Bruta | 12 | 6.139.774.415 | 11.392.935.031 | 9.263.718.220 | 9.256.385.977 | 11.542.466.399 |
| Gastos Operacionales | 13 | 4.751.414.731 | 6.138.510.331 | 5.377.483.438 | 5.574.988.629 | 6.544.534.682 |
| Utilidad Operacional | 14 | 1.388.359.683 | 5.254.424.700 | 3.886.234.782 | 3.681.397.348 | 4.997.931.716 |
| Otros Ingresos no Operacionales | 15 | 1.476.734.260 | 999.880.121 | 1.029.876.524 | 1.060.772.820 | 1.092.596.004 |
| Otros Gastos no Operacionales | 16 | 1.848.193.034 | 1.733.459.064 | 1.517.215.909 | 1.167.850.148 | 780.073.299 |
| Utilidad Neta | 17 | 1.016.900.910 | 4.520.845.756 | 3.398.895.398 | 3.574.320.019 | 5.310.454.421 |

Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

ENAM presenta una proyección del Estado de Resultado, para los próximos años (2018-2020) de la siguiente manera: los ingresos operacionales crecen a partir del año 2017 a una tasa promedio de 5,3% y los costos de ventas se incrementan en el mismo período en promedio a una tasa de 3,8%. La Utilidad Operacional registra fluctuaciones debido a la variación estimada en los costos de mantenimiento de plantas de generación, calculados en función de las horas de operación históricas y proyectadas, cuya proyección es mayor a la obtenida en 2017: en 2019 alcanza \$5.254 millones, se reduce en los años 2020 y 2021 y se calcula en \$4.998 millones en 2021. El margen operacional en el período 2017 a 2021 se estima en promedio en 6,3%. Este margen, aunque mayor al del 2017 en 2,6%, se estima bajo porque con este porcentaje se debe cubrir inversiones, servicio de la deuda, impuestos y generar utilidad al inversionista. Este resultado es debido principalmente a que los ingresos operacionales están acotados en razón a la fórmula tarifaria y que los costos

necesarios para el mantenimiento de las plantas de generación que acumulan horas de funcionamiento exigen costos preventivos de mantenimiento significativos.

Flujo de caja proyectado

La proyección del flujo de caja esperada por ENAM indica que la empresa podría generar excedentes de caja a partir del año 2017 que suponen la posibilidad de pagar dividendos a los accionistas. Es preciso señalar que la empresa no ha generado todavía dividendos desde el año 2010, hasta el año 2016. La posibilidad de generar dividendos radica principalmente al ajuste en el factor tarifario IAOMt que se realizó en el año 2016. Sin embargo, es preciso mencionar que actualmente la empresa está considerando la necesidad de anticipar inversiones en nuevas plantas de generación de energía no contempladas en este flujo de caja, para responder al incremento de la demanda de energía. De materializarse este incremento en la demanda y las nuevas inversiones, la posibilidad de generar excedentes y dividendos debería aplazarse en caso de que no se registren nuevos ajustes en la remuneración del concesionario por la vía del factor tarifario IAOMt.

Tabla No 9. Proyección del Flujo de Caja 2018 – 2021 (Cifras en miles de pesos)

| Flujo de Caja Millones de \$ | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-----------------------------------------------|-------------------|------------------|------------------|-------------------|
| + Ingresos Operacionales | 56.981.169 | 59.624.221 | 62.470.876 | 65.470.587 |
| - Gastos Operación | 49.183.768 | 54.063.904 | 57.028.992 | 57.857.058 |
| + Depreciaciones y Provisiones | 2.289.249 | 2.413.013 | 2.526.673 | 2.643.664 |
| Flujo operacional | 10.086.650 | 7.973.331 | 7.968.556 | 10.257.193 |
| - Pago de Impuesto de Renta | 1.659.587 | 2.875.779 | 1.907.119 | 1.778.641 |
| Flujo después de impuestos | 8.427.063 | 5.097.552 | 6.061.437 | 8.478.552 |
| +/- Cambios en Capital de Trabajo | -410.923 | -583.319 | 1.009.834 | -545.450 |
| - CAPEX (Recursos Propios) | 2.102.134 | 2.709.998 | 2.266.951 | 2.288.012 |
| Flujo antes de Deuda y Capital | 5.914.005 | 1.804.235 | 4.804.321 | 5.645.089 |
| + Desembolso | 1.800.000 | 3.500.000 | 800.000 | 500.000 |
| - Pago Interés Créditos | 1.553.787 | 1.332.154 | 977.236 | 583.741 |
| - Amortización Créditos | 4.269.031 | 4.799.031 | 5.229.031 | 2.270.000 |
| - Incremento Activo no Corriente | 0 | 0 | 0 | 0 |
| + Otros Ingresos Netos | 820.208 | 844.814 | 870.159 | 896.263 |
| + Depósitos | 0 | 0 | 0 | 0 |
| + Capital | 0 | 0 | 0 | 0 |
| = Financiación Externa | -3.202.610 | -1.786.370 | -4.536.108 | -1.457.477 |
| Flujo de Caja del Periodo | 2.711.396 | 17.865 | 268.213 | 4.187.612 |
| +Inversiones de Liquidez Período Anterior | -2.562.181 | 149.214 | 0 | 0 |
| Flujo de Caja Disponible | 149.214 | 167.079 | 268.213 | 4.187.612 |
| Caja libre (dividendos o Inv liquidez) | 149.214 | 167.079 | 268.213 | 4.187.612 |
| - Inversiones de Liquidez | 149.214 | 0 | 0 | 0 |
| - Pago de dividendos | 0 | 167.079 | 268.213 | 4.187.612 |

Fuente: AEGR

2.3. Normas Internacionales de Auditoría (NIA)

Con el fin de analizar las alertas dadas por la firma de AEGR Auditorías Integrales del Amazonas S.A.S. durante el año 2017 respecto a la situación de la empresa ENAM, a continuación, se presentan las recomendaciones que se consideran relevantes.

Se analizó la información registrada en el Sistema Único de Información-SUI- del año

2017, en aras de hacer vigilancia a la E.S.P. y al Auditor Externo de Gestión y Resultados -AEGR-, en cuanto al cumplimiento de los objetivos estipulados en la Resolución SSPD No. 20061300012295 de 2006, en relación con la debida evaluación de la gestión del prestador; lo anterior, de acuerdo con los criterios, metodologías, indicadores, parámetros y modelos que definen las comisiones y los requerimientos de esta Superintendencia, así como verificar, identificar, conceptuar y/o recomendar medidas correctivas, preventivas o de mejora.

Como primer resultado, se logra evidenciar en el informe de AEGR correspondiente al año 2017, el cumplimiento del Decreto 302 de 2015 por parte de la E.S.P, la aplicación y sujeción de las Normas Internacionales de Auditoria -NIAS- que, de conformidad con las mismas, desarrolla todas las etapas de la auditoria y procesos de recolección de evidencia suficiente y concisa, con la cual, llega a las conclusiones pertinentes para la correspondiente toma de decisiones. En el informe presentado por el AEGR, no se evidencia falta de capacidades y habilidades, concernientes con su independencia de criterio, objetividad imparcial en su actuación profesional, en la ejecución de su labor. La elaboración del informe se ciñe en todas las fases de la auditoria, a la normatividad vigente; así mismo, el AEGR reporta información sobre la arquitectura organizacional y viabilidad financiera de la empresa, incluyendo dentro de este, el cálculo de los indicadores y referentes de la evaluación de gestión.

Respecto al análisis de la Arquitectura Organizacional, la AEGR indica que ENAM realizó cambios para toda la estructura organizacional, buscando con la nueva reforma llegar a un proceso de mejoramiento, con el fin de cumplir con sus objetivos corporativos. La estructura y organización en cuanto a su Dirección y Administración no se alteró.

El AEGR informa que, al analizar la gestión integral del riesgo, ENAM

“(...) no tiene documentada una política para la gestión integral de los riesgos que nos permitan identificar y valor (sic) los riesgos operativos, crediticios, de liquidez, y de mercadeo. Es necesario que la empresa priorice la identificación y valoración de los riesgos antes mencionados (...)”.

La ESP, durante el año 2017, presentó un margen EBITDA positivo de 8,9%². Sin embargo, no cumplió con el referente de 28,8% establecido por la SSPD. El indicador de rentabilidad sobre activos se situó en 8,7%, superior al resultado del 2016, 5,7%. Puntualiza el AEGR que;

“La empresa genera utilidades, pero no alcanza los niveles de rentabilidad esperados. Los costos de mantenimiento, compra de materiales y el crecimiento vegetativo del factor tarifario IAOMt son las principales causas de la baja rentabilidad”.

Respecto a causales de disolución, la conclusión del AEGR es que, en general, los indicadores de la ESP a 2017, llegan a un límite aceptable. Anota que se encuentra un aumento en la rotación de cuentas por cobrar que le restan liquidez a la empresa. En el ejercicio 2017 siguió generando utilidades operativas y netas, pero el nivel de rentabilidad continúa siendo bajo, aunque mejora respecto a 2016. El nivel de endeudamiento está en un límite aceptable. Finaliza el análisis con la afirmación que *“No existe por el momento causal de disolución de la empresa.”*

En relación con el nivel de pérdidas, el AEGR presenta un análisis de las pérdidas acumuladas a 31 de diciembre de 2017, e incluye la energía generada y facturada en

² El valor del indicador de rentabilidad sobre activos, calculado por el AEGR, difiere del valor calculado por la DTGE, el cual es de 13.7%.

los municipios de Leticia, Puerto Nariño y las localidades menores. A 31 de diciembre de 2017, la empresa presentó un índice de pérdidas acumulada para el Departamento del Amazonas del 8,73% y para el municipio de Leticia del 9,54%.

Realizado el análisis comparativo de la cartera entre los años 2017–2016, el AEGR concluye que, en el año 2017, la cartera total presentó un incremento del 47,8% con respecto al año 2016, al pasar de \$3.294 millones de pesos en el 2016 a \$4.869 en el 2017. La cartera en el municipio de Leticia presentó un incremento del 50,85% con respecto al año 2016. La afectación más relevante de la cartera se ve más reflejada por los incrementos de la cartera del hospital de Leticia con un 48,32% y de la Unidad Básica de Servicios Públicos de Leticia con un incremento del 34,97%.

A 31 de diciembre de 2017, el fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos del Ministerio de Minas y Energía ha girado subsidios a ENAM por valor de \$18.560 millones de pesos y presenta una deuda por valor de \$6.627 millones de pesos

El AEGR informa que el proceso de captura de lecturas manual es propenso a que se cometan errores en toma de lecturas y en la digitación de la información en el sistema comercial, por lo que recomienda que la empresa realice una inversión en la compra de terminales para la captura de las lecturas.

Para el año 2017, ENAM no aplicó la encuesta para determinar el nivel de Satisfacción del Usuario. Asegura el AEGR, que ENAM no ha presentado situaciones que ponga en riesgo la prestación del servicio, por lo tanto, no hay causales para que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios intervenga la empresa.

Respecto al control interno, el AEGR indica:

“... Se cuenta con un profesional que tiene la tarea de implementar el sistema de control interno al interior de la empresa, además apoya la implementación del sistema de gestión de calidad y gestión de proyectos.

El control interno al interior de la empresa está muy ligado al desarrollo del sistema de gestión de calidad. Bajo este esquema el sistema de control interno involucra elementos o herramientas administrativas que permiten medir el grado de desarrollo de los procesos al interior de la empresa. Dentro de estos elementos tenemos: recursos, sistemas de información, procesos, procedimientos, filosofía corporativa, políticas, planes...”.

El AEGR manifiesta que es indispensable que la empresa inicie procesos de reposición de todo el sistema de red de distribución, especialmente la red de media tensión, toda vez que la misma ya cumplió su vida útil, tienen más de 30 años de servicio. Así mismo, se destaca lo anotado por el AEGR cuando afirma que:

“Para la auditoría es preocupante el hecho que la unidad de generación Wartsila que es a unidad de mayor capacidad con 6.500 Kw, presente daños considerables o salga a mantenimiento, para poder suplir la demanda de energía en horas pico se tendrían que poner en servicio las cinco unidades que quedan disponible, quedando sin unidades de respaldo, lo que se podrían presentar racionamientos sectorizados constantes. En consideración a los anteriores se recomienda que empresa realice inversiones en la compra de una o dos unidades de generación adicionales de capacidad igual o superior a la que tiene la Wartsila 6.970 kw que sirvan de unidades de base.”.

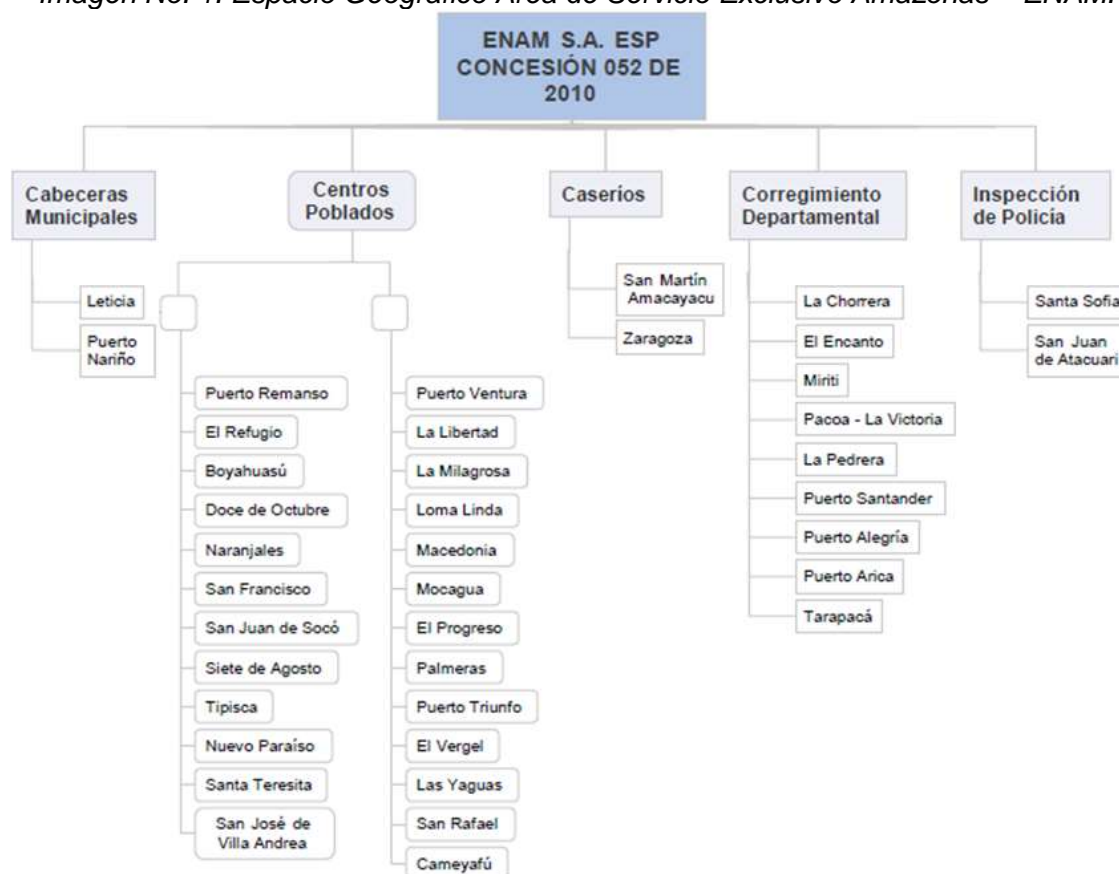
El AEGR, en el ítem de CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES, emite su pronunciamiento frente a los indicadores de la evaluación de la gestión y los indicadores de nivel de riesgo en el año 2017 los cuales registran en su gran mayoría una leve mejoría con respecto al año 2016, pero los indicadores de rentabilidad continúan siendo bajos, distantes de los indicadores referentes. Así mismo, es

necesario revisar la gestión de cuentas por cobrar a usuarios del servicio y preocupa la demora en el recaudo de los subsidios. La empresa genera utilidades operativas y netas, pero con márgenes estrechos. No se advierte dificultades en el corto plazo en la viabilidad financiera de la empresa.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

La prestación del servicio de energía eléctrica en el departamento del Amazonas se realiza mediante el Contrato de Concesión 052 de 2010³ 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 de la concesión, ENAM inició la operación del contrato citado el 1 de septiembre del 2010 en las localidades que hacen parte de la concesión Leticia, Puerto Nariño, 9 corregimientos Departamentales, 2 inspecciones de policía, 25 centros poblados y 2 caseríos (ver Imagen No. 1)

Imagen No. 1. Espacio Geográfico Área de Servicio Exclusivo Amazonas – ENAM.



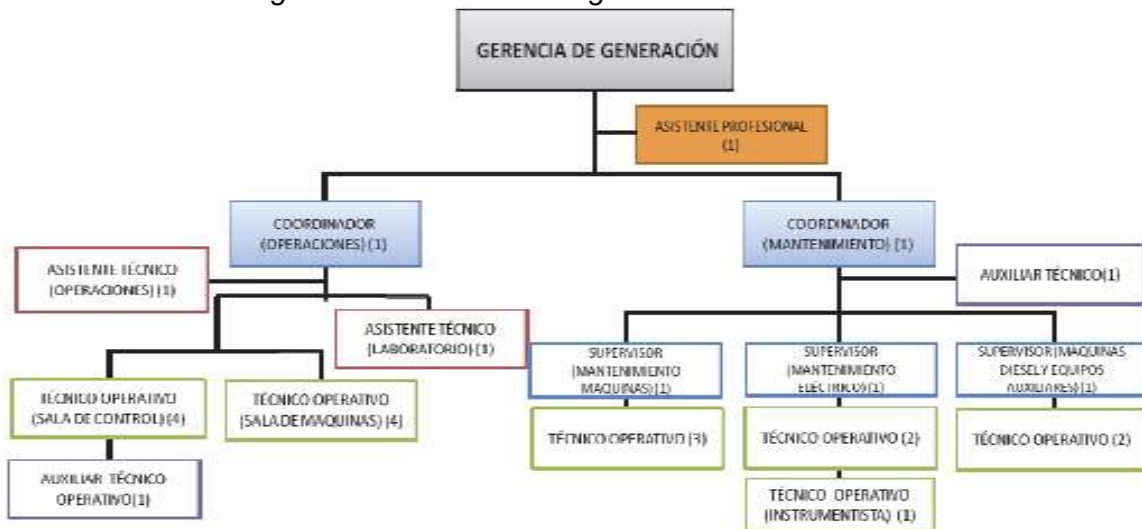
Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

³ 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.

3.1 Estructura Organizacional Dirección de Generación y Distribución de Energía.

La estructura organizacional al interior de la Gerencia de Generación se encuentra conformada por dos (2) sub-áreas (Coordinador de Operaciones y Coordinador de Mantenimiento), las cuales se encargan de liderar la operación y mantenimiento de las centrales de generación a cargo de ENAM, con el fin de dar cumplimiento a los objetivos de la Gerencia de Generación, tal como se muestra en la *Imagen No 2*.

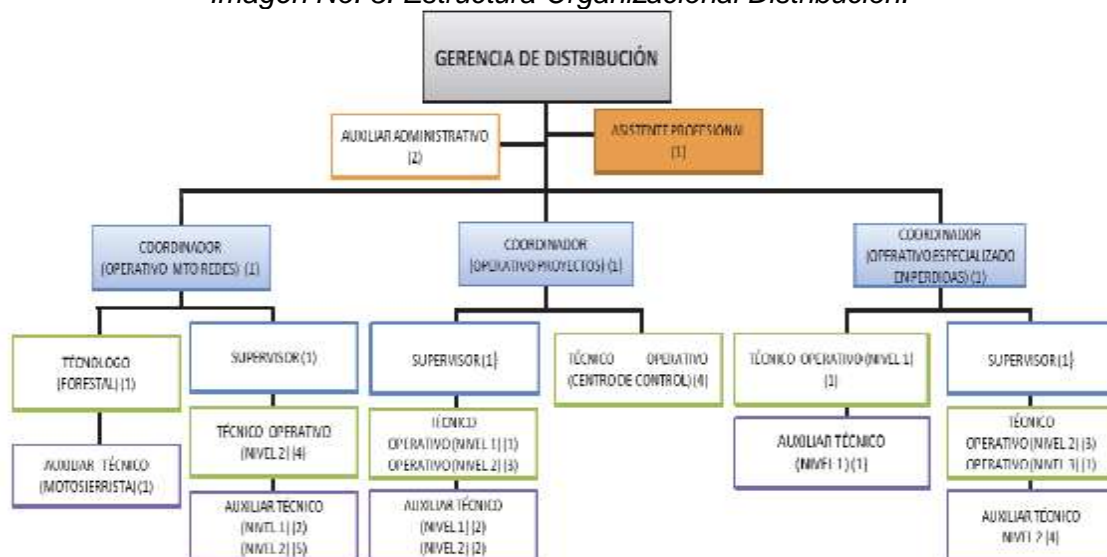
Imagen No. 2. Estructura Organizacional Generación.



Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

La estructura organizacional al interior de la Gerencia de Distribución, se encuentra conformada por tres (3) Coordinaciones (operativo de mantenimiento de redes, operativo de proyectos y operativo de control de pérdidas) los cuales se encargan de gestionar en coordinación con la Gerencia, las actividades necesarias para prestar el servicio de energía eléctrica en continuidad y calidad a todos los suscriptores de su área de cobertura, tal como se muestra en la *Imagen No 3*.

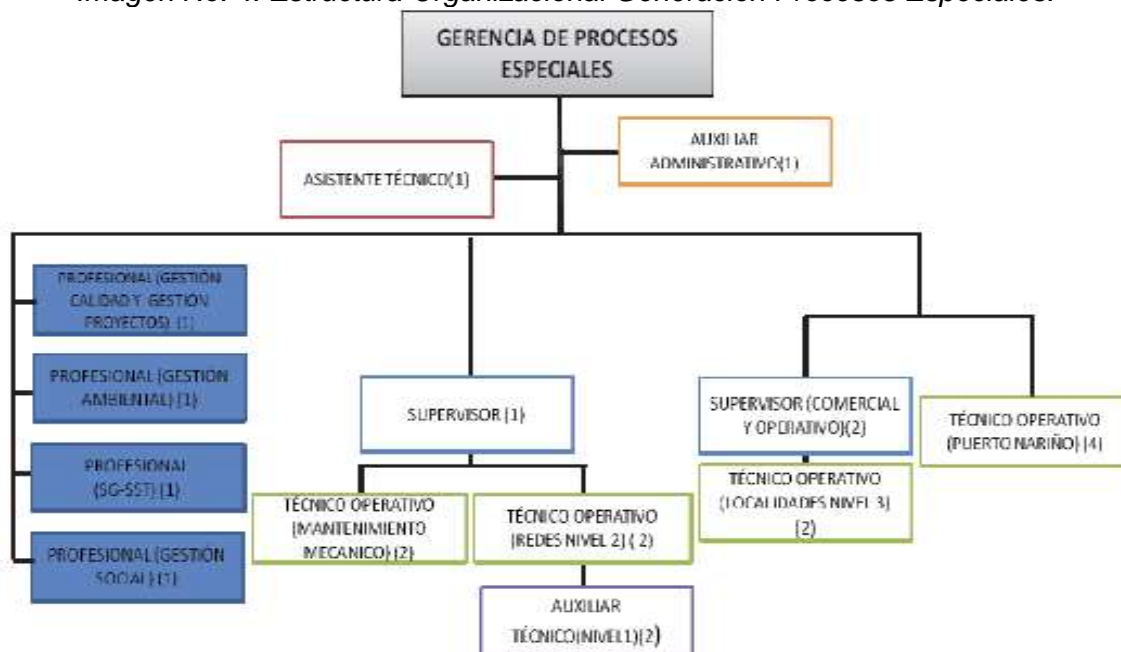
Imagen No. 3. Estructura Organizacional Distribución.



Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

Adicional a la estructura organizacional de la Gerencia de Generación y Distribución, ENAM cuenta con la Gerencia de Procesos especiales (*Imagen No 4*) la cual es la encargada de la operación en las localidades menores incluidas en la concesión, además, esta gerencia cuenta con los profesionales encargados de la gestión ambiental, social, del Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo SG-SST y de gestión de calidad y proyectos.

Imagen No. 4. Estructura Organizacional Generación Procesos Especiales.



Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

Ahora bien, de acuerdo con lo reportado, se destaca que las Gerencias de Generación, Distribución y Procesos especiales, trabajan de manera conjunta en búsqueda de una correcta optimización de los recursos en pro de dar un mejor servicio a sus usuarios y en cumplimiento del contrato de concesión 052 de 2010.

3.2 Descripción de la infraestructura

La capacidad de generación del concesionario del departamento del Amazonas corresponde a 23.964,8 kW representados en 47 grupos electrógenos operativos, de los cuales, 21.143 kW de potencia corresponden a la central de generación de Leticia (distribuidos en 7 grupos electrógenos) equivalente al 88,23% de toda la capacidad del departamento. De la totalidad de activos de generación del Amazonas, el 17,02% es de propiedad del concesionario y el 82,98% es propiedad de la nación⁴.

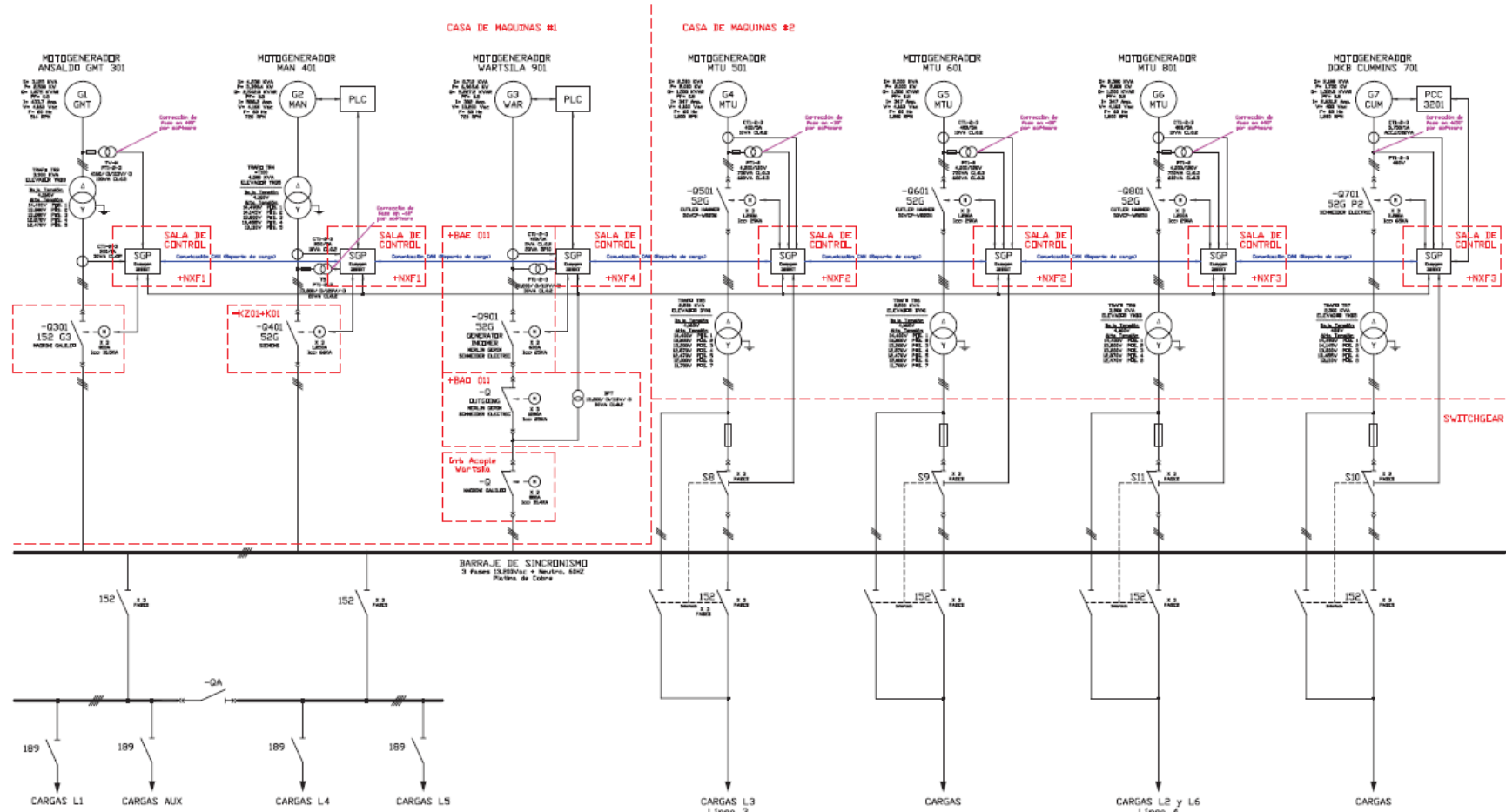
- **Capital Leticia**

En la *Imagen No 5* se muestra el diagrama unifilar general del sistema eléctrico que incluye la generación y la distribución de energía⁵.

4 Fuente: SUI, formato ZNITO4 cuarto trimestre de 2017

5 Extraído del informe entregado por ENAM en octubre de 2018.

Imagen No. 5. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Leticia.



Fuente: ENAM S.A. ESP. Julio de 2017.

Infraestructura de Generación

En materia de generación la Central de Leticia cuenta con una potencia instalada de generación de 22,65 MW⁶, que equivalen a 7 unidades operadas con diésel y una actualmente en instalación (ver casa de máquinas #1 ítem No.4 de la *Tabla No 10*). También se le suma un sistema de monitoreo y telemetría por parte del IPSE. En la *Tabla No 10* se presenta el detalle de la capacidad instalada para la Central en mención.

Tabla No 10. Capacidad Instalada de Generación Leticia

| CASA DE MÁQUINAS | No. | MARCA | CAPACIDAD INSTALADA | ESTADO |
|------------------|-----|----------------|---------------------|----------------|
| | | | (kW) | |
| #1 | 1 | GMT-D-301 | 2.500 | EN OPERACIÓN |
| | 2 | MAN D-401 | 3.400 | EN OPERACIÓN |
| | 3 | WARTSILA D 901 | 7.000 | EN OPERACIÓN |
| | 4 | CUMMINS-201 | 2.000 | EN INSTALACIÓN |
| #2 | 5 | MTU-501 | 2.000 | EN OPERACIÓN* |
| | 6 | MTU-601 | 2.000 | EN OPERACIÓN |
| | 7 | CUMMINS-801 | 2.000 | EN OPERACIÓN** |
| | 8 | CUMMINS-701 | 1.750 | EN OPERACIÓN |
| TOTAL | | | 20.650 | |

Notas:* Estuvo en reparación desde enero a septiembre de 2017, según información ENAM octubre 2018.

** Estuvo en reparación desde julio a diciembre de 2017, según información ENAM octubre 2018.

Fuente: Visita DTGE. Octubre 2018.

Durante la visita técnica a la central de generación de energía de Leticia se evidenció la existencia de los grupos electrógenos según el grupo de Imágenes No 6 y 7.

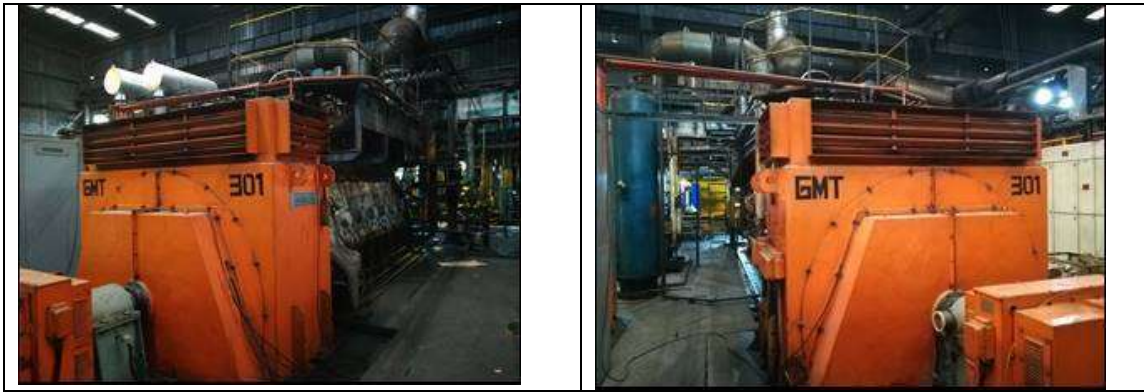
Imagen No. 6. Grupos electrógenos de la Casa de máquinas #1.



⁶ Información extraída del informe de comisión a ENAM, 22-26 de octubre de 2018. DTGE-Equipo ZNI.



Motogenerador MAN 401 – 3,3 MW.



Motogenerador GMT 301 – 2,5 MW

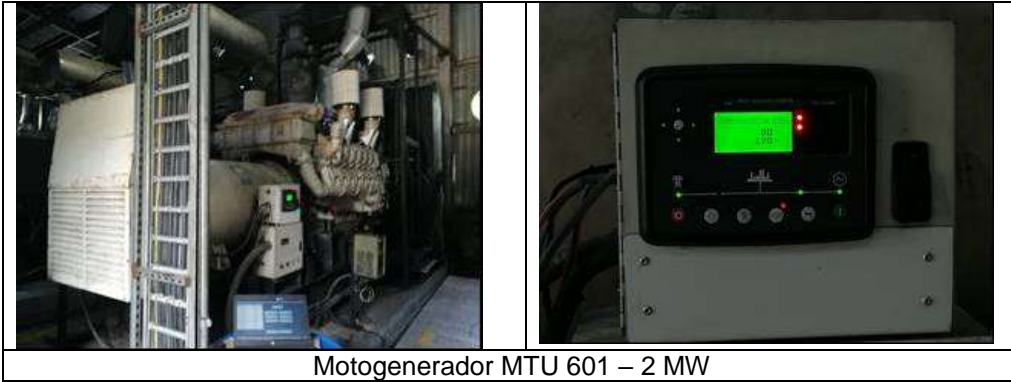


Motogenerador CUMMINS 201 – 2 MW en instalación.
Fuente: Visita DTGE. Octubre 2018.

Imagen No. 7. Grupos electrógenos de la Casa de máquinas #2.



Motogenerador MTU 501 – 2 MW



Motogenerador MTU 601 – 2 MW



Motogenerador CUMMINS 801 – 2 MW



Motogenerador CUMMINS 701 – 1,75 MW

Fuente: Visita DTGE. Octubre 2018.

Además, cuenta con 6 transformadores elevadores con capacidad total de 19,8 MVA. (El Motogenerador Warsila 901 genera a 13,2 kV).

Los grupos electrógenos son operados y controlados desde el centro de control, ubicado en la casa de máquinas #1.

Infraestructura de Distribución

La infraestructura de distribución eléctrica en Leticia está conformada por seis (6) circuitos, con una longitud total de red aproximada de 221,65 km⁷. Para el caso específico de la red de baja tensión - BT, el 51,7% corresponde a red abierta y un

⁷ Tomada de la respuesta de ENAM a los requerimientos para la evaluación integral según radicado SSPD-20185291099062.

48,3% restante a red trenzada. Cuenta con 342 transformadores con una capacidad instalada de 22.005 kVA, de los cuales el 36,5% son de propiedad de ENAM y el 63,5% restante, de particulares (ver *Tabla No 11*).

Tabla No 11. Sistema de distribución de Leticia 2017

| No. circuito | No. Transformadores | Capacidad Instalada | | | Longitud MT | Longitud BT |
|------------------------|---------------------|---------------------|----------------|----------------|---------------|---------------|
| | | ENAM | PARTICULARES | TOTAL | | |
| # | (U) | (kVA) | (kVA) | (kVA) | (km) | (km) |
| 1 | 24 | 145.0 | 2665.0 | 2810.0 | 0.27 | |
| 2 | 40 | 1852.5 | 1142.5 | 2995.0 | 2.15 | |
| 3 | 73 | 2220.0 | 2350.0 | 4570.0 | 0.47 | |
| 4 | 59 | 1022.5 | 3385.0 | 4407.5 | 8.56 | |
| 5 | 137 | 2267.5 | 4272.5 | 6540.0 | 2.57 | |
| 6 | 9 | 532.5 | 150.0 | 682.5 | 0.06 | |
| Todos | | | | | 90.98 | |
| SUBTOTAL | 342 | 8040.0 | 13965.0 | 22005.0 | 105.05 | 116.60 |
| red abierta | | | | | | 60.27 |
| red trenzada | | | | | | 56.33 |
| TOTAL RED MT-BT | | | | | | 221.65 |

Fuente: ENAM octubre 2018

En visita realizada por la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE en octubre de 2018 se hizo un seguimiento a los 6 circuitos de distribución, donde se evidenció que se encuentran en adecuadas condiciones de operación. En las imágenes siguientes se muestran algunos de los tramos de los circuitos señalados.

Imagen No. 8. Tramos de red del circuito 1 de distribución eléctrica de Leticia



Circuito 1 – Leticia.

Fuente: Visita DTGE. Octubre 2018.

ENAM se encuentra realizando un programa de reposición de infraestructura de distribución de energía, es decir, en su sistema de distribución local, en el cual, básicamente está cambiando postes de concreto que ya han superado su vida útil y que, en algunos casos, presentan un deterioro importante.

Es importante destacar proyectos de expansión realizados por el concesionario de energía como, por ejemplo, la ampliación del circuito número 4 hasta la comunidad

indígena de La Playa, proyecto que fomenta el turismo hasta estas localidades y mejora la calidad de vida de sus habitantes.

- **Cabecera Municipal Puerto Nariño**

Infraestructura de Generación

Por su parte, la Central de generación de Puerto Nariño cuenta con una potencia instalada de generación eléctrica de 640 kW⁸, equivalente a 3 unidades térmicas operadas con diésel. También se le suma un sistema de monitoreo y telemetría por parte del IPSE. En la *Tabla No 12* se presenta el detalle de la capacidad instalada para la Central en mención.

Tabla No 12. Capacidad Instalada de Generación Puerto Nariño 2018

| No. | MARCA | CAPACIDAD INSTALADA | ESTADO |
|--------------|---------|------------------------|--------------|
| | | (kW) | |
| 1 | CUMMINS | 180 | EN OPERACIÓN |
| 2 | CUMMINS | 280 | EN OPERACIÓN |
| 3 | CUMMINS | 180 | EN OPERACIÓN |
| TOTAL | | 640 | |

Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

A continuación, se muestran imágenes registradas en la visita realizada a la central de generación en la cabecera Municipal de Puerto Nariño, por parte de la DTGE.

Imagen No. 9. Central de generación Puerto Nariño – ENAM S.A. ESP



Central de generación Puerto Nariño

Fuente: Visita DTGE. Octubre 2018.

Se realizó visita técnica al Municipio de Puerto Nariño el 25 de octubre de 2018 por parte de la DTGE y se verificó la prestación del servicio y el estado de la

⁸ Información extraída del informe de comisión a ENAM, 22-26 de octubre de 2018. DTGE-Equipo ZNI.

infraestructura de generación y distribución, evidenciado que el servicio de energía se presta adecuadamente.

El consumo de combustible, de conformidad con los datos suministrados por el operador de la central, es de 250 galones diarios.

La central cuenta con tres (3) tanques de almacenamiento de combustible y con un transformador elevador de 400 kW, que está ubicado en el patio de transformación contiguo a la caseta de generación.

Infraestructura de Distribución

Puerto Nariño cuenta con un solo circuito de red de distribución local, 18 transformadores para una capacidad instalada total de 1,065 kVA, un (1) recloser a la salida de la planta de generación y una longitud total de red de 27,9 km, según se indica en la *Tabla No 13*.

Tabla No 13. Capacidad de Distribución Corregimiento de Puerto Nariño

| No. circuito | No. Transformadores | Capacidad Instalada | | | Longitud Red Distribución* | | |
|--------------|---------------------|---------------------|--------------|-------|----------------------------|-------|--------|
| | | ENAM | PARTICULARES | TOTAL | MT | BT | TOTAL |
| # | (U) | (kVA) | (kVA) | (kVA) | (km) | (km) | (km) |
| 1 | 18 | 885 | 180 | 1.065 | 8,223 | 19,72 | 27,943 |

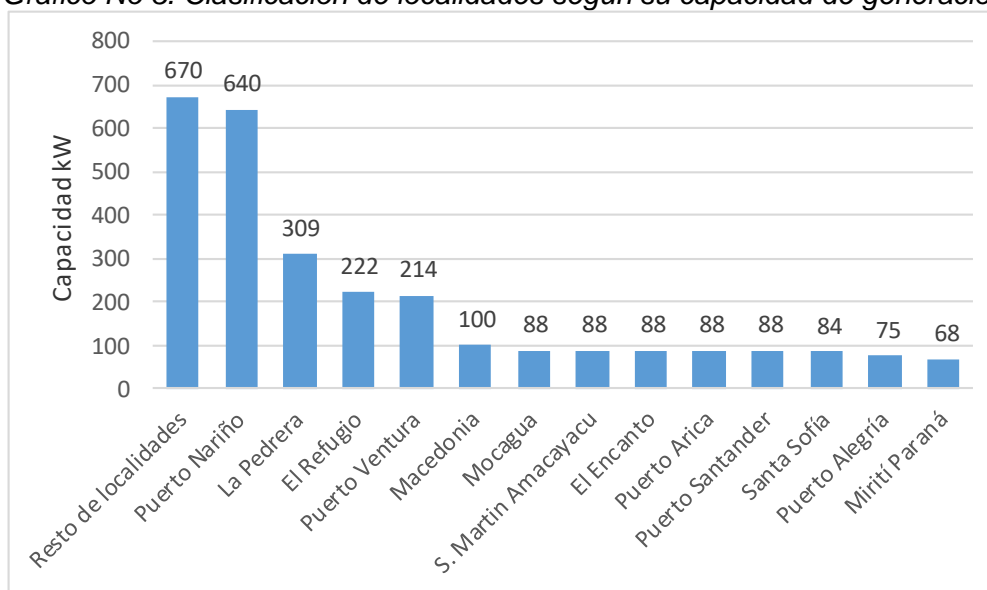
Nota: * la red incluye a las localidades menores del corregimiento de Puerto Nariño

Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

- **Corregimientos departamentales y demás localidades**

En el *Gráfico No 3* se presenta la participación de las localidades del Amazonas, respecto a la capacidad de generación de energía eléctrica. Se debe tener en cuenta que esta clasificación solo contempla generación con combustibles fósiles, puesto que la generación con FNCER se analiza en otro capítulo.

Gráfico No 3. Clasificación de localidades según su capacidad de generación



Fuente: SUI

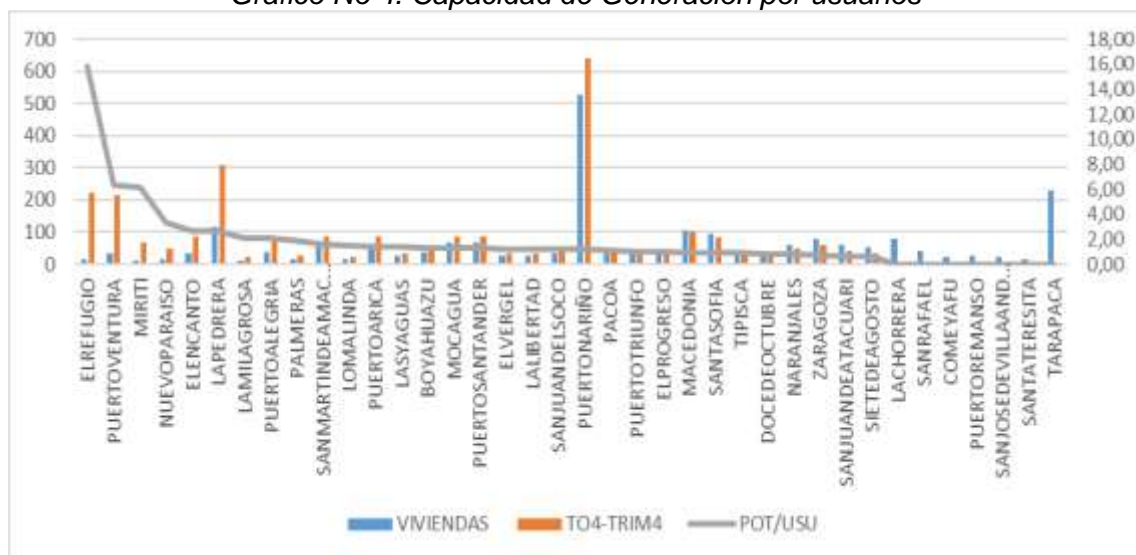
En el gráfico anterior, es posible observar en la primera columna, el acumulado de capacidad de generación resultante de agrupar las 18 localidades con menor capacidad de generación. Los 670 kW corresponden al 23,74% de las localidades menores del departamento. En este grupo encontramos el caso de El Vergel, con una capacidad de 34 kW (sin tener en cuenta los 13,5 kW de capacidad solar fotovoltaica), La Libertad, con 34 kW; Puerto Triunfo, con 34 kW de capacidad; Palmeras, con 28 kW y La Milagrosa con 23 kW de capacidad. También está en este grupo la localidad de Pacoa, que es la cabecera del corregimiento departamental de la Victoria (es la única cabecera corregimental ubicada en este grupo), en la cual el concesionario registra en el SUI una potencia instalada de 40 kW (en la actualidad no se está prestando el servicio público de energía eléctrica por motivos de seguridad, según lo manifestado por el prestador).

En la segunda columna tenemos a la cabecera del municipio de Puerto Nariño, con una capacidad de generación de 640 kW, conformada por una unidad de 280kW y dos de 180 kW cada una. Esta capacidad equivale al 22,68% de la capacidad de generación de las localidades; sin embargo, esta capacidad solo equivale al 2,67% de la capacidad total del departamento, por eso se ha clasificado como una localidad menor.

La tercera columna corresponde a la cabecera de La Pedrera, con una participación frente a las localidades del 10,95%; la cuarta columna corresponde a la localidad de El Refugio con 7,87% de la capacidad instalada; en quinto lugar, Puerto Ventura con 7,58%; en sexto lugar Macedonia con 3,54%. En décimo cuarto lugar tenemos al corregimiento de Mirití Paraná con una capacidad de 68 kW de capacidad de generación.

A continuación, se presenta un análisis de la capacidad de generación por localidad en el departamento, en función del número de usuarios certificados, de conformidad con el Anexo D de la Resolución SSPD No 20172000188755 del 2 de octubre de 2017⁹.

Gráfico No 4. Capacidad de Generación por usuarios



Fuente: SUI

⁹ Por la cual se unifica en un solo acto administrativo la normatividad expedida para el cargue de información al Sistema Único de Información – SUI aplicable a los prestadores ubicados en las Zonas No Interconectadas – ZNI.

En la anterior imagen observamos que, la localidad de El refugio tiene la mayor potencia por usuario del departamento, o sea 15,86 kW/usuario, cifra que es mucho mayor a la de la capital departamental Leticia cuya capacidad por usuario es de 3,01 kW/usuario.

También llaman la atención las capacidades por usuario de Puerto Ventura, Mirití Paraná y Nuevo Paraíso cuyas capacidades son 6,29 kW/usuario; 6,18kW/usuario y 3,32 kW/usuario, respectivamente. Del ejercicio anterior se obtuvo que, la capacidad de generación por usuario promedio para las localidades menores es de 1,23 kW/usu.

Finalmente, se debe mencionar que, las localidades de San Rafael, Comeyafu, Puerto Remanso, San José de Villa Andrea, Santa Teresita y los corregimientos de Tarapacá La Chorrera, no registran información para el cuarto trimestre de 2017 en el Formato ZNITO4 del SUI.

La infraestructura correspondiente a los sistemas de distribución de energía eléctrica en cada una de las localidades menores del departamento del Amazonas, según información cargada y certificada por el prestador del servicio en el Formato ZNITO5 del SUI correspondiente al cuarto trimestre de 2017, indica que la red de media tensión está conformada por 33,62 km, la red de baja tensión por 121,9 km, 82 transformadores de distribución cuya potencia es de 3.475 kVA y 2.163 kVA de potencia en los transformadores elevadores.

Estas cifras corresponden al 24,25% de la totalidad de las redes de media tensión utilizadas por ENAM S.A. E.S.P.; 51,12% de las redes de baja tensión y 19,34% de los transformadores de distribución del concesionario.

En términos generales, se puede concluir que, el estado de las redes de distribución de las localidades del Amazonas, en lo que hace referencia a las ubicadas en la ribera del río Amazonas, se encuentran en buen estado.

Se debe precisar por parte del prestador la información suministrada a la DTGE y a la cargada y certificada en el SUI acerca de las localidades de Puerto Remanso, San Juan del Socó y Puerto Ventura, puesto que se indica la presencia de transformadores de distribución, sin embargo, no se menciona la existencia de transformadores elevadores, ni tampoco de la red de media tensión.

En la siguiente tabla se presenta una relación de las principales variables correspondientes a la infraestructura de distribución y a la infraestructura de elevación de la tensión de cada una de las localidades del departamento del Amazonas, que hacen parte del ASE operada por el concesionario ENAM S.A. E.S.P.

Tabla No 14. Infraestructura de distribución y elevación de tensión

| NOMBRE LOCALIDADES | km MT | km BT | No Trafos distrib | kVA Trafos distrib | kVA Trafo Elevador |
|----------------------|-------|-------|-------------------|--------------------|--------------------|
| ELENCANTO | 0,4 | 3,8 | 1 | 75 | 75 |
| ELREFUGIO | 0,6 | 1,6 | 3 | 70 | 60 |
| LACHORRERA | 4,6 | 7,8 | 7 | 225 | 112,5 |
| SANRAFAEL | 0,8 | 4,2 | 2 | 75 | 45 |
| COMEYAFU | 0 | 1,6 | 0 | | 0 |
| LAPEDRERA | 2,8 | 6,4 | 12 | 495 | 225 |
| PACOA | 2,4 | 0 | 4 | | 60 |
| ELPROGRESO | 0 | 1,2 | 0 | | 0 |
| ELVERGEL | 0 | 1,6 | 0 | | 0 |
| LALIBERTAD | 0 | 1 | 0 | | 0 |
| LAMILAGROSA | 0 | 2,6 | 0 | | 0 |
| LASYAGUAS | 0 | 0,8 | 0 | | 0 |
| LOMALINDA | 0 | 1,2 | 0 | | 0 |
| MACEDONIA | 1,2 | 5,2 | 3 | 135 | 75 |
| MOCAGUA | 0,8 | 3,2 | 3 | 105 | 75 |
| PALMERAS | 0 | 1,2 | 0 | | 0 |
| PUERTOTRIUNFO | 0 | 1 | 0 | | 0 |
| SANMARTINDEAMACAYACU | 0,4 | 3,4 | 1 | 45 | 45 |
| SANTASOFIA | 0,6 | 4,4 | 2 | 90 | 75 |
| ZARAGOZA | 1 | 2,8 | 1 | 15 | 45 |
| MIRITI | 0 | 3 | 0 | | 0 |
| PUERTOREMANSO | 0 | 1,6 | 2 | 45 | 0 |
| PUERTOALEGRIA | 0,6 | 4 | 1 | 30 | 45 |
| PUERTOARICA | 1 | 3,6 | 2 | 75 | 75 |
| BOYAHUAZU | 1,2 | 2,8 | 2 | 90 | 75 |
| DOCEDEOCTUBRE | 0 | 3,2 | 0 | | |
| NARANJALES | 0,4 | 2,6 | 1 | 30 | 30 |
| NUEVOPARAISO | 0 | 0,6 | 0 | | 0 |
| PUERTONARIÑO | 16,2 | 39,4 | 18 | 1065 | 400 |
| SANJOSEDEVILLAANDREA | 0 | 0,6 | 0 | | 0 |
| SANJUANDEATACUARI | 1,4 | 4,8 | 2 | 60 | 30 |
| SANJUANDELSOCO | 0 | 1,2 | 1 | 30 | 45 |
| SANTATERESITA | 0 | 0,6 | 0 | | 0 |
| SIETEDEAGOSTO | 2 | 3,6 | 2 | 60 | 45 |
| TIPISCA | 0 | 0,8 | 0 | | 0 |
| PUERTOSANTANDER | 0,6 | 4 | 2 | 75 | 75 |
| PUERTOVENTURA | 0,4 | 2,2 | 2 | 75 | 0 |
| TARAPACA | 2,2 | 8 | 8 | 510 | 450 |
| | 41,60 | 141,6 | 82 | | 2.163 |

Fuente. ENAM S.A. E.S.P.

3.3 Comportamiento de la generación de energía

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 Leticia¹⁰, con un crecimiento en la generación de energía eléctrica respecto al año 2016 del 0,05%. Para el año 2017, ENAM reportó que los costos promedios de generación ascendieron a 1.072 \$/kWh¹¹, incluyendo costos del combustible, gastos de operación y mantenimiento y que se requirieron 3'077.344¹² de galones de combustible para operar las unidades de generación.

Monitoreo a la prestación del servicio de energía

Por medio del Centro Nacional de Monitoreo - CNM, área misional del IPSE, se realiza el seguimiento a la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No

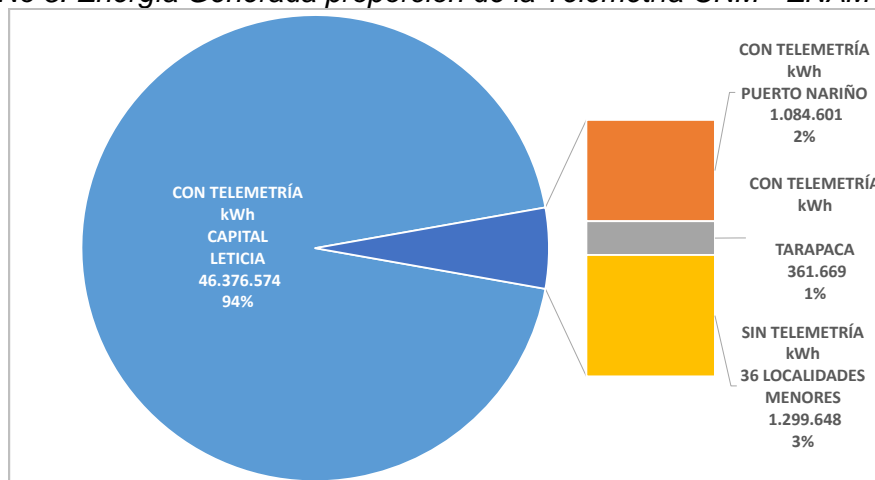
10 Información del CNM - Informe telemetría mes de octubre de 2017.

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

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

Interconectadas, contribuyendo a que las entidades responsables aseguren la prestación y calidad del servicio a los usuarios de dichas zonas. Para el área de servicio exclusivo de Amazonas el CNM cuenta con monitoreo en Leticia, Puerto Nariño y Tarapacá. En el *Gráfico No 5* se observa que aproximadamente el 97% de la energía generada por ENAM es monitoreada desde el CNM.

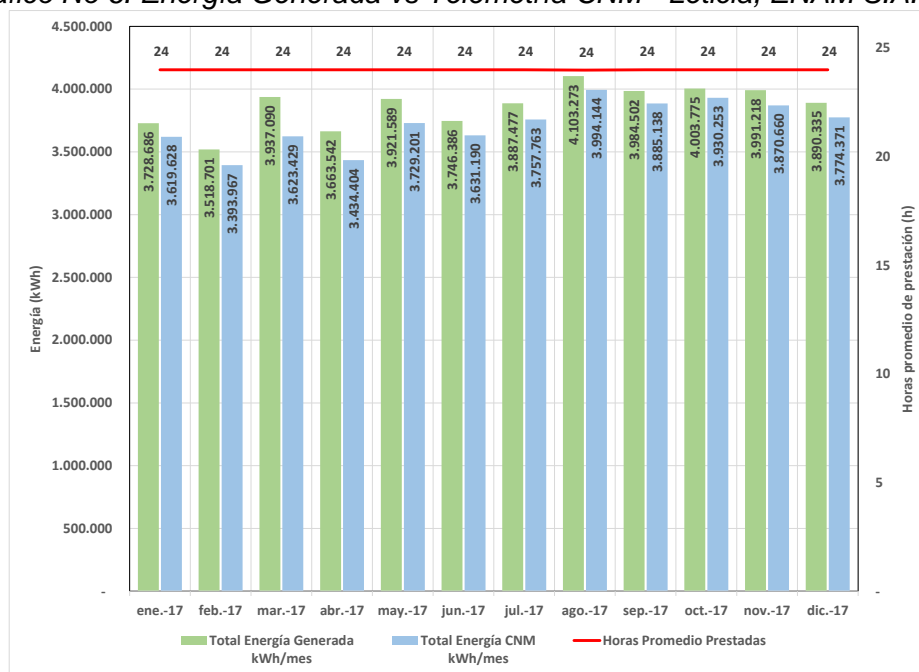
Gráfico No 5. Energía Generada proporción de la Telemetría CNM - ENAM S.A. ESP



Fuente: ENAM S.A. ESP¹³ - SUI

En el *Gráfico No 6* se relaciona la energía generada en Leticia cruzando la información reportada por el prestador al SUI y la información reportada por el CNM, donde, el prestador reportó al SUI una generación de energía en Leticia de 46.4 GWh/año y el CNM informó 44,6 GWh/año con una diferencia del 3,7% de pérdidas técnicas de generación.

Gráfico No 6. Energía Generada vs Telemetría CNM - Leticia, ENAM S.A. ESP

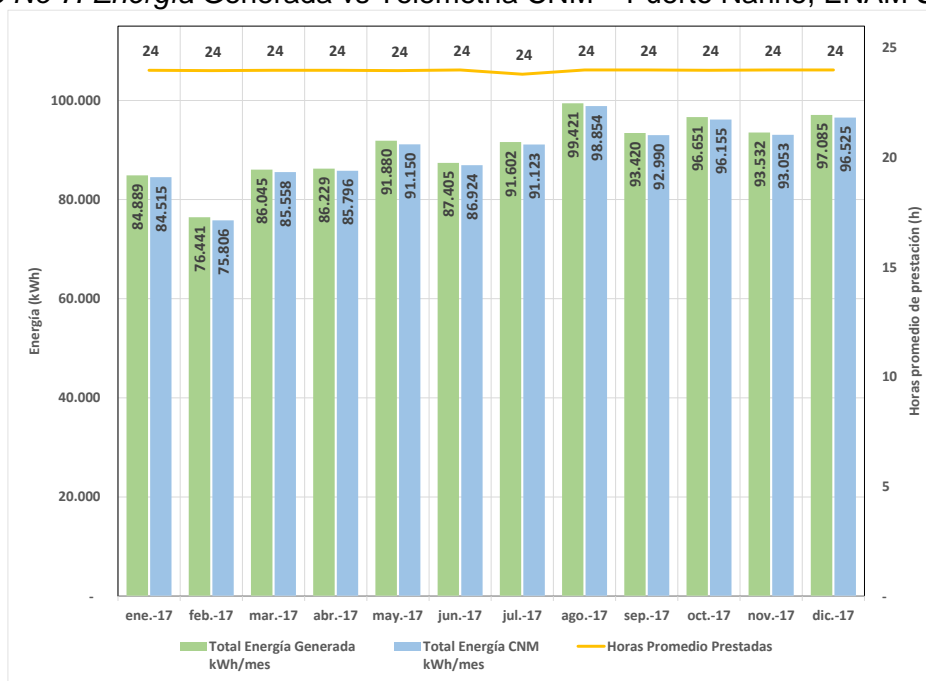


Fuente: ENAM S.A. ESP - SUI - CNM

13 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.

En el *Gráfico No 7* se relaciona la energía generada en Puerto Nariño, cruzando la información reportada por el prestador al SUI y la información reportada por el CNM, donde, el prestador reportó al SUI una generación de energía de 1,078 GWh/año y el CNM informó 1,078 GWh/año con una diferencia del 0,6% de pérdidas técnicas de generación.

Gráfico No 7. Energía Generada vs Telemetría CNM – Puerto Nariño, ENAM S.A. ESP



Fuente: ENAM S.A. ESP - SUI - CNM

3.4 Calidad del Servicio

La calidad y continuidad con la cual el concesionario del servicio público domiciliario de energía eléctrica ENAM S.A. ESP atiende a sus usuarios en la ciudad de Leticia, se rige por lo dispuesto en el anexo 5 del contrato de concesión 052 de 2010 celebrado con el Ministerio de Minas y Energía.

El mencionado anexo establece que las metas de cumplimiento de los indicadores de duración de interrupciones anuales por circuito (DES), durante la vigencia del Contrato son las siguientes: años 1 a 5: 39 horas; años 6 a 10: 29 horas; años 11 y siguientes: 19 horas y Las metas de cumplimiento del indicador de frecuencia de interrupciones anuales por circuito (FES) durante la vigencia del Contrato son las siguientes: La meta aceptable de FESC para un período anual es de: años 1 a 5: 58; años 6 a 10: 51; años 11 y siguientes: 44

Indicador DES

En la *Tabla No 15* se presentan los indicadores correspondientes a cada uno de los circuitos de Leticia en los cuatro trimestres de 2017, según información publicada en el Informe de Auditoría Externa de Gestión a diciembre 2017 de ENAM S.A. E.S.P.

Para el año 2017, el concesionario prestó el servicio dentro de las obligaciones contractuales establecidas en el contrato precitado, toda vez que en este, se fijó para los años 6 al 10 de ejecución, una meta de 29 horas por circuito. Revisando el circuito No 1 el cual fue el que mayor tiempo estuvo indisponible con 22:50:35 horas, tenemos que la duración del circuito fuera de servicio es menor que la meta contractual.

En términos generales, 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.

Tabla No 15. Indicador DES circuitos Leticia

| 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: AEGR 2017 – ENAM S.A. E.S.P.

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.

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 No 16*.

Tabla No 16. Indicador FES circuitos Leticia

| 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: AEGR 2017 – ENAM S.A. E.S.P.

3.5 Mantenimiento de infraestructura de Generación y Distribución

Mantenimiento de infraestructura de Generación

De acuerdo con la programación de mantenimiento realizado por ENAM para las unidades de generación de la central de generación en Leticia se destacan las actividades relacionadas en la *Tabla No 17*, las cuales se programan según las horas de operación de cada una de las unidades de generación y las necesidades de mantenimiento detectadas en el seguimiento realizado a cada una de las unidades de generación.

Tabla No 17. Actividades de Mantenimiento Generación - Leticia

| CRONOGRAMA DE PRINCIPALES MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS Y EJECUTADOS PARA EL PARQUE GENERADOR DE LETICIA AÑO 2017 | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|
| UNIDAD DE GENERACIÓN | CLASE DE MANTENIMIENTOS | NÚMERO DE MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS | NUMERO DE MANTENIMIENTOS EJECUTADOS |
| UNIDAD WARTSILA 901 | MANTENIMIENTO DE 50 HRS | 12 | 130 |
| | MANTENIMIENTO DE 4000 HORAS | 1 | 1 |
| | MANTENIMIENTO SEMANAL | 11 | 47 |
| | MANTENIMIENTO 500 HRS FILTRO CENTRIFUGO ACEITE | 6 | 6 |
| | MANTENIMIENTO 1000 HRS FILTRO CENTRIFUGO ACEITE + LUBRICACION CREMALLERAS | 2 | 2 |
| | CAMBIO 4 CULATAS EN PAQUETES A5, A6, A7, A1; INSTALACION DE NUEVAS BOMBAS DE AGUA DE HT Y LT | 1 | 1 |
| | CAMBIO DE BOMBAS DE INYECCION A7 Y A8 CON PLUNGERS NUEVOS | 1 | 1 |
| UNIDAD GMT D 901 | MANTENIMIENTO SEMANAL | 11 | 47 |
| | CAMBIO DE PAQUETE DE POTENCIA 5 Y 6 | 2 | 2 |
| | INSTALACION 6 TOBERAS NUEVAS EN INYECTORES | 1 | 1 |
| UNIDAD MAN 401 | MANTENIMIENTO DE 2000 HRS-sistema inyección | 1 | 1 |
| | MANTENIMIENTO SEMANAL | 11 | 47 |
| | MANTENIMIENTO FILTRO CENTRIFUGO ACEITE | 5 | 5 |
| | MANTENIMIENTO ACTUADOR WOODWARD | 1 | 1 |
| | REEMPLAZO DE 8 INYECTORES | 1 | 1 |
| UNIDAD CUMMINS 701 | MANTENIMIENTO DE 300 HRS MECANICA | 14 | 14 |
| | MANTENIMIENTO SEMANAL | 11 | 46 |
| UNIDAD MTU 501 | MANTENIMIENTO DE 300 HRS | 1 | 2 |
| | MANTENIMIENTO SEMANAL | 3 | 13 |
| | CAMBIO DE GENERADOR DE UNIDAD MTU-801 A ESTA UNIDAD, CAMBIO DE PATIN Y VENTILADOR DE RADIADOR | 1 | 1 |
| UNIDAD MTU 801 | MANTENIMIENTO DE 300 HRS | 2 | 2 |
| | CAMBIO DE GENERADOR DE UNIDAD MTU-801 A MTU-501, CAMBIO DE PATIN Y VENTILADOR DE RADIADOR | 1 | 1 |
| UNIDAD MTU 1101 | MANTENIMIENTO DE 300 HRS | 6 | 10 |
| | MANTENIMIENTO SEMANAL | 5 | 15 |
| | CAMBIO CULATA 3B POR FUGA DE AGUA | 1 | 1 |

Fuente: Informe AEGR 2017

Según lo reportado en el informe del AEGR:

“La ejecución de los mantenimientos programados al parque generador de la central de Leticia, por su especialidad son ejecutados por técnicos calificado con la dirección un jefe de mantenimiento. Estas actividades de mantenimientos para su ejecución deben estar respaldadas por las respectivas órdenes de trabajo. En ocasiones cuando se presenta un daño considerable en una de las unidades de generación (principalmente la Wartsila 901 y la MAN 401), ENAM S.A. ESP, contrata los servicios del personal calificado especialmente de la casa fabricante. Los mantenimientos ejecutados fueron clasificadas en correctivos, predictivos y preventivos como se ilustra en el cuadro 14. (

Tabla No 18) Estos mantenimientos fueron ejecutados al parque generador, equipos periféricos, comunes, equipos de generación de corregimientos y localidades menores del Departamento de Amazonas, como se ilustra en el cuadro 15 (Tabla No 19)”. Subrayado fuera de texto.

Tabla No 18. Clasificación de Mantenimiento Generación 2017 – Leticia

| CLASIFICACIÓN DE MANTENIMIENTOS GENERACIÓN 2017 | | | | | |
|-------------------------------------------------|------------|------------|------------|-----|---------------|
| MESES | CORRECTIVO | PREDICTIVO | PREVENTIVO | SAE | TOTAL GENERAL |
| ene-17 | 7 | 10 | 114 | 11 | 142 |
| feb-17 | 16 | 16 | 117 | 2 | 151 |
| mar-17 | 3 | 2 | 131 | 4 | 140 |
| abr-17 | 6 | 2 | 148 | 5 | 161 |
| may-17 | 6 | 4 | 184 | 3 | 197 |
| jun-17 | 6 | 5 | 165 | 6 | 182 |
| jul-17 | 15 | 14 | 161 | 4 | 194 |
| ago-17 | 7 | 4 | 184 | 6 | 201 |
| sep-17 | 10 | 12 | 141 | 3 | 166 |
| oct-17 | 4 | 3 | 153 | 2 | 162 |
| nov-17 | 5 | 1 | 166 | 1 | 173 |
| dic-17 | 6 | 0 | 55 | 0 | 61 |
| Total general | 91 | 73 | 1719 | 47 | 1930 |

Cuadro 14. Clasificación de mantenimientos de generación

Fuente: ordenes de trabajo de generación, informe de aspectos técnicos operativo Generación 2017

Fuente: Informe AEGR 2017

Según la información suministrada por el jefe de Generación de la Central Diésel de Leticia al AEGR, el auditor pudo establecer que las actividades de mantenimientos programadas fueron ejecutadas en su totalidad y al 100%.

Adicional, en la *Tabla No 19* se presenta el cálculo cuantitativo de las actividades de mantenimientos realizados a cada una de las unidades de generación y se hace una descripción cuantitativa de los mantenimientos realizados a las plantas estacionarias de 37 localidades del departamento de Amazonas y del municipio de Puerto Nariño.¹⁴

Tabla No 19. Mantenimiento Leticia, Localidades y corregimientos 2017 – ENAM

| MANTENIMIENTOS EQUIPO DE GENERACIÓN LETICIA, LOCALIDADES Y CORREGIMIENTOS 2017 | | | | | |
|--------------------------------------------------------------------------------|------------|------------|------------|-----|-------|
| EQUIPO | CORRECTIVO | PREDICTIVO | PREVENTIVO | SAE | TOTAL |
| CUMMINS D - 701 | 4 | 1 | 89 | 1 | 95 |
| GMT D - 301 | 6 | 2 | 96 | 2 | 106 |
| MAN D - 401 | 4 | 8 | 150 | 9 | 171 |
| MTU 1101 | 4 | 0 | 47 | 0 | 51 |
| MTU 501 | 1 | 1 | 26 | 0 | 28 |
| MTU 801 | 3 | 0 | 19 | 0 | 22 |
| WARTSILA 901 | 6 | 10 | 386 | 6 | 408 |
| COMUNES | 2 | 13 | 131 | 6 | 152 |
| PERIFERICOS | 29 | 38 | 170 | 23 | 260 |
| MOTORES CORREGIMIENTOS Y LOCALIDADES MENORES | 32 | 0 | 605 | 0 | 637 |
| TOTAL GENERAL | 91 | 73 | 1719 | 47 | 1930 |

Cuadro 15. Clasificación de mantenimientos de unidades de generación

Fuente: Informe de aspectos técnicos operativo Generación 2017.

Fuente: Informe AEGR 2017

¹⁴ Los mantenimientos SAE (Solicitud Atención Equipo), son los mantenimientos que se le realizan a los equipos por reportes de fallas por parte del personal de operación.

Mantenimiento de infraestructura de Distribución

Según información reportada en el informe de AEGR, la ejecución de las actividades de mantenimiento se registra en la base de datos del sistema SOFT ENAM. Donde el auditor determinó que se ejecutaron 1.895 actividades de mantenimiento durante el periodo enero – diciembre de 2017, estos mantenimientos fueron clasificados en calidad del servicio, mantenimientos correctivos, preventivos, predictivos, podas y supervisión cuadrilla. Como se observa en la *Tabla No 20*, de las 1895 actividades de mantenimiento, el 53% se concentran en los mantenimientos preventivos en baja y media tensión.

Tabla No 20. Mantenimiento Sistema de Distribución 2017 – ENAM

| MANTENIMIENTOS SISTEMA DISTRIBUCION AÑO 2017 | |
|----------------------------------------------|---------------------------------------|
| TIPO DE MANTENIMIENTO | CANTIDAD DE MANTENIMIENTOS EJECUTADOS |
| CALIDAD DEL SERVICIO | 242 |
| CORRECTIVO BT | 46 |
| CORRECTIVO MT | 51 |
| PODA (EMERGENCIA Y PROGRAMADA) | 225 |
| PREDICTIVO BT | 32 |
| PREDICTIVO MT | 25 |
| PREVENTIVO BT | 820 |
| PREVENTIVO MT | 193 |
| SUPERVISIÓN CUADRILLA | 261 |
| TOTAL | 1.895 |

Cuadro 03. Clasificación de los mantenimientos de distribución
Fuente: Aspectos técnicos operativos distribución Base SOFT ENAM

Fuente: Informe AEGR 2017

Adicional, de la información reportada por ENAM se destaca los 16,4 km reportados como remodelación de red de baja tensión a red trenzada.

Tabla No 21. Mantenimiento Ejecutado 2017 – ENAM

| TIPO DE ACTIVIDAD | CANTIDAD |
|-----------------------------------------------------------|----------|
| Cambio de bajantes en BT | 12 |
| Cambio o instalación de cortacircuitos | 18 |
| Adecuación red de BT vano | 11 |
| Metros red BT remodelada a trenzada | 16.419 |
| Instalación/cambio de aisladores en MT | 9 |
| Instalación de SPT | 12 |
| Cambio de DPS | 23 |
| Cambio de postes de 8m | 61 |
| Adecuación de red de MT vanos | 1 |
| Retiro de red de MTvanos | 1 |
| Postes de 8 metros aplomados y/o reubicados | 6 |
| Instalación de poste 12m para levantar red MT | 3 |
| Reubicación de trafo, cambio DPS, cortacircuitos, SPT. | 1 |
| Cambio de postes de 12m | 20 |
| Cambio transformador | 5 |
| Instalación juego estribos MT y grapas operar en caliente | 14 |
| Adecuación de retenida | 1 |
| Postes de 8m de madera cambiados | 4 |
| Postes 8m retirados | 3 |

Fuente: ENAM S.A. ESP

3.6 Proyectos de Inversión en FNCER

Este tipo de proyectos tienen su nicho natural cuando las condiciones de ubicación de los usuarios son extremas, es decir de difícil acceso; el recurso natural se encuentra disponible en la zona y es amigable con el medio ambiente; la solución energética es definitiva, resistente, de rápido montaje, con garantía y vida útil de los equipos de larga duración¹⁵; y el tipo de mantenimiento preventivo requerido es sencillo, es decir lo puede realizar personal de la comunidad con capacitaciones básicas periódicas.

Contexto contractual

En relación con el diseño e implementación de proyectos de inversión en Fuentes No Convencionales de Energía Renovables -FNCER- (en adelante, "FNCER") señalados en la concesión, según el Anexo 5 literal C del Contrato de Concesión No.052 de 2010 se estableció que *"a más tardar, a la finalización del año quinto (5to) de la ejecución del contrato en mención, se deberá procurar contar con el 10% de la generación eléctrica en FNCER para localidades tipo¹⁶ 2, 3 y 4 y se deberá mantener como mínimo este porcentaje hasta finalizar el plazo de ejecución del contrato"*¹⁷, ENAM ha diseñado e implementado dos (2) proyectos que incluyen cinco localidades menores, a saber: Palmeras, Loma linda, Santa Teresita, Vergel, Yaguas. A continuación, se realiza una ilustración de cada uno de éstos.

Proyectos implementados en FNCER

Los proyectos en FNCER, específicamente, híbridos solar-diésel-baterías, que ENAM ha desarrollado e implementado corresponden a las localidades menores de Palmeras, Loma linda, Santa Teresita, Vergel, Yaguas; todas ellas ubicadas sobre la ribera del Río Amazonas. Para el primer caso, éste fue el piloto implementado en el año 2013 y los restantes cuatro (4) casos, en la vigencia 2015. En las líneas siguientes se describen brevemente dos de ellos.

- **Central de generación Palmeras**

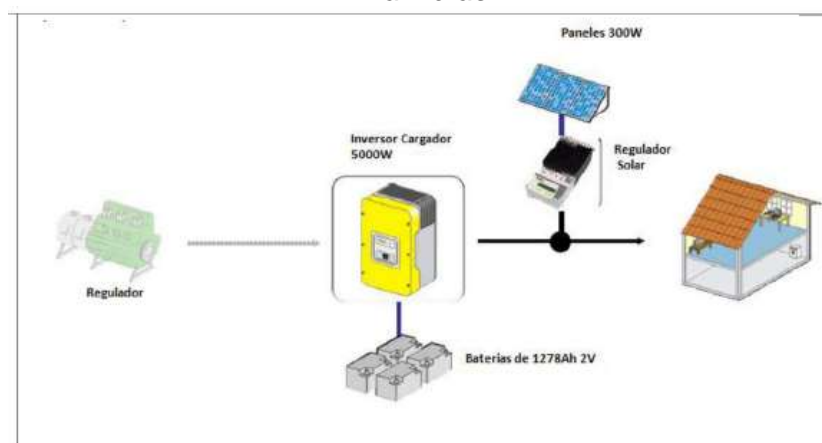
El sistema híbrido diseñado e implementado consta de un regulador, tres (3) inversores, tres (3) controladores, un conjunto de 32 paneles, soportes o estructuras para paneles y 24 baterías, según el diagrama que se muestra a continuación.

15 Dependiendo del equipo, puede estar desde los 10 años (baterías) hasta 20 años los paneles, según fabricante.

16 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.

17 Incluido en un anexo al numeral 2 de la respuesta de ENAM según radicado SSPD- 20185291099062, página 25.

Imagen No. 10. Esquema del sistema energético híbrido diseñado e implementado en Palmeras



Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

También se montó una caseta de generación para la ubicación y resguardo de la mayoría de la infraestructura (exceptuando los paneles solares). El grupo electrógeno con el que contaba la comunidad, con una capacidad de 27 kW, pasó a convertirse en unidad de respaldo del sistema energético implementado.

Es importante aclarar que la ejecución del proyecto la realizó directamente ENAM; sistema que entró en operación comercial a partir de diciembre del año 2013, con una capacidad instalada de 9,6 kW; prestación del servicio diario promedio de 16 h promedio, el cual implicó un incremento del 70% en las horas de servicio con que contaba la comunidad.

Finalmente, la experiencia adquirida por ENAM para este tipo de proyectos lo capacita para continuar con la implementación de nuevos proyectos de magnitud comparable, como los implementados a continuación.

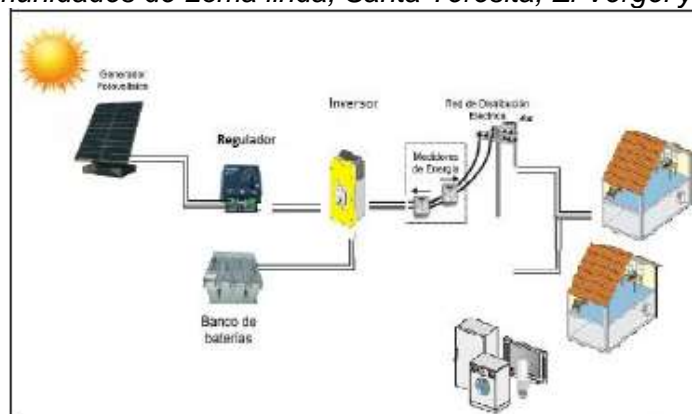
- **Sistemas híbridos en Loma linda, Santa Teresita, El Vergel, Yaguas**

De forma similar al proyecto anterior, la selección de las comunidades beneficiarias, a saber, Loma Linda, Santa Teresita, El Vergel y Yaguas, ubicadas sobre la ribera del río Amazonas, obedeció a las motivaciones indicadas previamente. Dichas comunidades clasificadas como tipo 4 (usuarios entre los 13 y 37)¹⁸ contaban con tan solo 6 horas diarias promedio de prestación del servicio de energía eléctrica.

Cada sistema híbrido diseñado e implementado consta, entre otros, de tres (3) inversores aislados, tres (3) inversores de red, un conjunto de paneles, soportes o estructuras para paneles y un (1) banco de baterías, según el diagrama que se muestra a continuación.

¹⁸ Extraído del proyecto de inversión en sistemas de generación a través de FNCER Amazonas, fuente ENAM, septiembre de 2018.

Imagen No. 11. Esquema del sistema energético híbrido diseñado para cada una de las comunidades de Loma linda, Santa Teresita, El Vergel y Yaguas



Fuente: ENAM septiembre de 2018

Lecciones aprendidas

Como lecciones aprendidas en la implementación de este tipo de proyectos energéticos, ENAM menciona:

- Optimización del recurso energético solar disponible en la zona y disminución de la generación diésel.
- Aumento de la prestación de las horas diarias de prestación del servicio de energía eléctrica.
- Satisfacción del usuario frente a la necesidad del servicio en términos de calidad y seguridad.

Con lo anterior se demuestra una vez más que los proyectos FNCER son exitosos si se implementan teniendo en cuenta su sostenibilidad¹⁹. Para este caso, ENAM es el encargado de la administración, operación y mantenimiento de este tipo de tecnologías y después de 3 y 5 años de entrada en operación comercial de dicha infraestructura, hoy sigue operando en condiciones normales.

Finalmente, con corte a septiembre de 2018, ENAM indicó que no cuenta con avance de proyectos de similares características en el futuro próximo.

4. ASPECTOS COMERCIALES

En este capítulo se analizan aspectos comerciales y tarifarios, así como aspectos relacionados con los suscriptores, la facturación, el recaudo. Igualmente, se realizó un análisis del servicio de atención al usuario, como su comportamiento en el 2017.

4.1 Estructura del mercado

Número de suscriptores clasificados por estrato y uso

En la evaluación se incluyen suscriptores correspondientes a Leticia, Puerto Nariño y treinta y siete localidades menores, en el 2017 registró 9.355 suscriptores residenciales y 1.819 no residenciales.

¹⁹ SSPD-DTGE. Diagnóstico de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en ZNI 2018. Numeral 8. Página 67. Octubre de 2018.

En la *Tabla No 22* se presenta el comportamiento de los suscriptores totales y por estrato para los años 2016 y 2017. Durante el período, se observa un incremento del 7%, cifra que equivale a 778 suscriptores más que en el año 2016. El incremento se presentó en los estratos 1 y el sector oficial principalmente, y se deriva de la ampliación de cobertura y la vinculación de nuevos suscriptores.

Tabla No 22. Comportamiento de los suscriptores años 2016 y 2017

| ESTRATO/USO | 2016 | | 2017 | | Variación 2016/2017 |
|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------------|
| | Diciembre | Participación | Diciembre | Participación | |
| Estrato 1 | 3.291 | 31,7% | 3.677 | 32,9% | 12% |
| Estrato 2 | 2.795 | 26,9% | 2.939 | 26,3% | 5% |
| Estrato 3 | 2.704 | 26,0% | 2.716 | 24,3% | 0% |
| Estrato 4 | 20 | 0,2% | 23 | 0,2% | 15% |
| Comercial | 1.246 | 12,0% | 1.286 | 11,5% | 3% |
| Industrial | 156 | 1,5% | 154 | 1,4% | -1% |
| Oficial | 184 | 1,8% | 379 | 3,4% | 106% |
| Total | 10.396 | 100% | 11.174 | 100% | 7% |

Fuente: Información comercial certificada por ENAM S.A E.S.P. en el FORMATO ZNI C.1. Información Comercial para los sectores Residenciales y No Residenciales al SUI, consultada en nov. de 2018. Cálculos SSPD-DTGE

El sector residencial representa el 83,7% del total de los suscriptores del servicio para el año 2017, lo que significa un crecimiento del 6,2% con respecto al año anterior. Por su parte, los suscriptores no residenciales presentan un crecimiento significativo del 14,7%, donde se observa que el sector oficial fue el más dinámico con un 106% de aumento.

El aumento presentado en el 2017 corresponde especialmente al sector residencial, de los 778 suscriptores adicionales en este año, 545 corresponden al sector residencial y 195 al sector oficial.

Al evaluar la calidad de información de ENAM, se pudo evidenciar que para el año 2017, se presenta una diferencia de 56 suscriptores, entre la información certificada en el SUI y la suministrada por la empresa y el auditor en su informe.

Tabla No 23. Suscriptores atendidos en las zonas especiales

| LOCALIDAD | NUMERO DE USUARIOS RESIDENCIALES VIGENTES | LOCALIDAD | NUMERO DE USUARIOS RESIDENCIALES VIGENTES |
|--------------------------|-------------------------------------------|----------------------|-------------------------------------------|
| BARRIO NUEVO | 91 | SAN JUAN DE ATACUARI | 35 |
| EL PROGRESO | 44 | SAN JUAN DEL SOCO | 28 |
| EL VERGEL | 34 | SANTA TERESITA | 12 |
| LA LIBERTAD | 35 | SIETE DE AGOSTO | 41 |
| LA MILAGROSA | 34 | TIPISCA | 33 |
| LOMA LINDA | 28 | COMEYAFU | 30 |
| LOS YAGUAS | 48 | MIRITI | 35 |
| MACEDONIA | 149 | PUERTO REMANSO | 30 |
| MOCAGUA | 79 | PUERTO SANTANDER | 100 |
| PALMERAS | 16 | EL ENCANTO | 65 |
| PUERTO TRIUNFO | 25 | EL REFUGIO | 30 |
| SAN MARTIN DE AMACAYACU | 84 | LA CHORRERA | 223 |
| SANTA SOFIA | 92 | PUERTO ARICA | 75 |
| ZARAGOZA | 82 | PUERTO VENTURA | 56 |
| BOYAHUAZU | 37 | SAN RAFAEL | 75 |
| DOCE DE OCTUBRE | 59 | PUERTO ALEGRIA | 50 |
| NARANJALES | 72 | LA PEDRERA | 167 |
| NUEVO PARAISO | 21 | TARAPACA | 238 |
| SAN JOSE DE VILLA ANDREA | 27 | | |

Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

En la *Tabla No. 23* se observa, el número de suscriptores de cada una de las 37 áreas

especiales atendidas por la empresa, las cuales fueron autorizadas dentro del contrato de concesión No. 052 de 2010, suscrito entre ENAM y el MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Estas zonas cuentan con un medidor general y se administra mediante un esquema diferencial de prestación del servicio de medición y facturación comunitaria. El número de suscriptores atendidos actualmente son 2.380.

4.2. Niveles de Consumo

Tabla No 24. Consumo de energía años 2016 y 2017

| ESTRATO/USO | 2016 | | 2017 | | Variación 2016/2017 |
|--------------|-------------------|---------------|-------------------|---------------|---------------------|
| | Consumo kwh | Participación | Consumo kwh | Participación | |
| Estrato 1 | 6.075.470 | 15,9% | 6.249.466 | 14,6% | 2,9% |
| Estrato 2 | 7.541.964 | 19,7% | 6.224.547 | 14,5% | -17,5% |
| Estrato 3 | 3.645.260 | 9,5% | 6.472.997 | 15,1% | 77,6% |
| Estrato 4 | 1.021.587 | 2,7% | 102.351 | 0,2% | -90,0% |
| Estrato 5 | 47.854 | 0,1% | 0 | 0,0% | -100,0% |
| Comercial | 4.813.530 | 12,6% | 5.068.241 | 11,8% | 5,3% |
| Industrial | 8.375.217 | 21,9% | 9.324.040 | 21,8% | 11,3% |
| Oficial | 6.776.833 | 17,7% | 9.387.553 | 21,9% | 38,5% |
| Total | 38.297.715 | 100% | 42.829.195 | 100% | 11,8% |

Fuente: Información comercial certificada por ENAM S.A E.S.P. en el FORMATO ZNI C.1. Información Comercial para los sectores Residenciales y No Residenciales al SUI, consultada en nov. de 2018.
Cálculos SSPD-DTGE

De acuerdo con la información reportada, el comportamiento anual de la demanda de energía de ENAM muestra un crecimiento importante, al comparar el año 2016 con el año 2017, se evidencia un aumento del 11,8%.

Al analizar las variaciones, se puede observar un comportamiento que oscila entre aumento y disminución, las cuales resultan inexplicables, mientras el estrato 2 reduce el consumo de energía en un 17,5%, el estrato 3 lo aumenta en un 77,6%, es decir casi duplico la demanda. Otras variaciones importantes se presentaron en el sector comercial con un aumento del 11,3% y el oficial con un 38,5%.

Con relación a la participación, en el 2017 el sector residencial concentra el 44,1% del consumo, mientras que el sector no residencial representa el 55,9%. Se destaca que el sector industrial y oficial tienen un consumo similar con un 21,8% y 21,9%, respectivamente.

4.3. Facturación

El total de la facturación anual presentó una disminución del 2,7% para el 2017, con relación al 2016. Al observar la *Tabla No. 25*, el mayor ingreso facturado se genera en el sector no residencial con un 55,2%, mientras que el residencial factura el 44,8%. Al igual que con el consumo, se presentan unas variaciones inexplicables; para citar un ejemplo, mientras el consumo en el estrato 1 aumentó en el 2017 en un 2,9%, la facturación se incrementó en un 145,7% y en el sector industrial el consumo aumentó un 11,3% y la facturación disminuyó el 16,6%. Esta situación afecta la confiabilidad de la información, la cual se puede constatar en la siguiente información, el auditor de ENAM S.A. E.S.P., registra en su informe del año 2017 una facturación de 43.727.645 kwh, la empresa informa de 43.673.393 kwh y en el SUI certifica 42.829.195 kwh. Así mismo, la información de la facturación en pesos, muestra una facturación de \$30.333.034.523, lo que difiere en \$2.859.592.568, con la certificada al SUI.

Tabla No 25. Valor de facturación años 2016 y 2017

| ESTRATO/USO | 2016 | | 2017 | | Variación 2016/2017 |
|--------------|-----------------------|---------------|-----------------------|---------------|---------------------|
| | Facturación (\$) | Participación | Facturación (\$) | Participación | |
| Estrato 1 | 1.998.153.431 | 5,9% | 4.908.582.338 | 14,8% | 145,7% |
| Estrato 2 | 7.475.778.767 | 21,9% | 4.842.137.957 | 14,6% | -35,2% |
| Estrato 3 | 3.656.822.653 | 10,7% | 5.044.899.233 | 15,2% | 38,0% |
| Estrato 4 | 1.008.870.826 | 3,0% | 78.691.009 | 0,2% | -92,2% |
| Estrato 5 | 46.891.007 | 0,1% | 0 | 0,0% | -100,0% |
| Comercial | 8.349.516.904 | 24,5% | 7.466.661.985 | 22,5% | -10,6% |
| Industrial | 4.794.517.943 | 14,1% | 3.998.427.428 | 12,0% | -16,6% |
| Oficial | 6.790.220.702 | 19,9% | 6.853.227.141 | 20,6% | 0,9% |
| Total | 34.120.772.233 | 100% | 33.192.627.091 | 100% | -2,7% |

Fuente: Información comercial certificada por ENAM S.A E.S.P. en el FORMATO ZNI C.1. Información Comercial para los sectores Residenciales y No Residenciales al SUI, consultada en nov. de 2018. Cálculos SSPD-DTGE

4.4. Recaudo

Tabla No 26. Recaudo año 2017

| SECTOR | VALOR FACTURADO | VALOR RECAUDADO | RECAUDO (%) |
|----------------------|-----------------------|-----------------------|--------------|
| RESIDENCIAL1 | 1.866.927.535 | 1.853.405.507 | 99,3% |
| RESIDENCIAL2 | 2.483.310.166 | 2.514.472.071 | 101,3% |
| RESIDENCIAL3 | 3.770.073.674 | 3.749.774.111 | 99,5% |
| RESIDENCIAL4 | 68.177.318 | 68.201.299 | 100,0% |
| COMERCIAL | 6.476.278.478 | 7.188.118.680 | 111,0% |
| INDUSTRIAL | 3.515.603.681 | 3.515.798.982 | 100,0% |
| ALUMBRADO PUBLICO | 671.219.023 | 671.218.987 | 100,0% |
| BOMBEO DE AGUA | 675.281.985 | 65.443.316 | 9,7% |
| ESPECIAL ASISTENCIAL | 2.366.569.565 | 951.742.374 | 40,2% |
| ESPECIAL EDUCATIVA | | 1.132.698.045 | |
| OFICIAL NACIONAL | 4.030.371.408 | 3.260.915.506 | 80,9% |
| PROVISIONAL | 146.373.838 | 144.137.945 | 98,5% |
| TOTAL | 26.070.186.671 | 25.115.926.823 | 96,3% |

Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

Al evaluar la eficiencia en el recaudo que para el 2017, el mismo fue del 96,3%, se evidencia una eficiente gestión que le permite disponer de los recursos para atender su operación.

El sector residencial, muestra un promedio de recaudo del 100%, mientras que el sector comercial supera el valor facturado en el 2017, lo que indica que está recuperando cartera.

Así mismo, es importante resaltar que al comparar la información de facturación enviada por ENAM, para el cálculo del indicador de recaudo, se observa una diferencia significativa de \$7.122,4 millones con relación a la información certificada por la empresa, en el formato ZNI C.1 para el 2017.

4.5. Estructura tarifaria

4.5.1. Costo de Prestación del Servicio

Con base en la información suministrada por el prestador, se verificaron los cálculos realizados para obtener el costo de prestación del servicio de energía

Previo al análisis, se debe mencionar que la fórmula tarifaria para calcular el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica para el área de Servicio Exclusivo del Amazonas Zonas No Interconectadas, fue establecida por la Comisión

de Regulación de Energía y Gas en el artículo 55 de la Resolución CREG 161 de 2008.

Estas fórmulas tarifarias están indicadas para Usuarios Regulados del Servicio Público de Energía Eléctrica para Procesos Competitivos por Todas las Actividades Cuando los Usuarios Asumen el Riesgo de Demanda.

De manera general, tiene los siguientes componentes:

$$CU_m = LAOM_m + \frac{Gc_m}{(1 - p_m)} + M_m$$

CUm: Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

IAOMm: Remuneración de la inversión y de los gastos de AOM en generación, distribución y comercialización, para el mes m.

Mm: Cargo de la Actividad Monitoreo, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

Gcm: Remuneración de los costos de combustible puestos en el sitio de operación de las plantas del Parque de Generación, para el mes m. Este valor, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

$$LAOM_m = PLAOM \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)$$

IPPM-1: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes m-1.

IPP0: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes anterior al de realización del Proceso Competitivo.

$$V_{p-1} = \frac{\sum_{i=1}^{12} V_{m-i}}{12}$$

Vm-i: Ventas de energía del mes m-i, expresado en kilovatios hora (kWh).

FAm: Factor de ajuste al ingreso máximo regulado, para el mes m. Este ajuste se hará a partir del segundo mes del

4.5.2 Comportamiento histórico del Costo Unitario de Prestación del Servicio

Al verificar las tarifas que está cobrando ENAM, se solicitó al prestador toda la información necesaria para calcular el Costo de Prestación del Servicio durante el período mencionado.

Tabla No 27. CU período abril 2017 al mes de abril de 2018²⁰

| PERIODO | IAOMm | Gcm/(1-Pm) | Mm | Cum |
|--------------------|-------|------------|-----|---------|
| ABRIL DE 2017 | 546,5 | 533,0 | 0,0 | 1.079,6 |
| MAYO DE 2017 | 527,0 | 516,1 | 0,0 | 1.043,1 |
| JUNIO DE 2017 | 518,6 | 517,3 | 0,0 | 1.035,8 |
| JULIO DE 2017 | 501,8 | 513,4 | 0,0 | 1.015,2 |
| AGOSTO DE 2017 | 505,4 | 537,5 | 0,0 | 1.042,8 |
| SEPTIEMBRE DE 2017 | 484,7 | 536,8 | 0,0 | 1.021,5 |
| OCTUBRE DE 2017 | 482,9 | 539,0 | 0,0 | 1.021,8 |
| NOVIEMBRE DE 2017 | 497,4 | 566,3 | 0,0 | 1.063,8 |
| DICIEMBRE DE 2017 | 486,5 | 585,0 | 0,0 | 1.071,6 |
| ENERO DE 2018 | 516,0 | 687,8 | 0,0 | 1.203,8 |
| FEBRERO DE 2017 | 533,6 | 596,5 | 0,0 | 1.130,1 |
| MARZO DE 2018 | 524,6 | 568,8 | 0,0 | 1.093,5 |
| ABRIL DE 2018 | 540,0 | 549,3 | 0,0 | 1.089,3 |

Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

4.5.3 Ingreso máximo regulado IAOMm:

Este ingreso corresponde a la remuneración de la inversión y de los gastos de AOM en generación, distribución y comercialización, y es el resultado de lo ofertado por ENAM para el mes de septiembre de 2010.

El valor fue calculado de la siguiente manera:

$$IAOM_m = 11.030.7000.000/24.900.000 = 443 \text{ \$/kwh.}$$

Sobre el particular se realizó una revisión y se pudo establecer que al mes de diciembre este valor está por encima del establecido por la fórmula en \$3.044 millones. Esta diferencia se debe a los ajustes realizados al Contrato de Concesión 052 de 2010, para que el contrato no presente desequilibrio económico y pueda garantizar la prestación del servicio de energía.

Otro aspecto para resaltar es que mientras los ingresos del cargo regulado crecieron en un 58% durante el período septiembre del 2010 abril de 2018, las ventas se incrementaron en un 76%. Lo anterior significa que la remuneración por la inversión y el AOM disminuye en la medida en que la demanda crece. Lo anterior, se puede evidenciar al actualizar el valor de \$443 \$/kwh, el cual al mes de abril del 2018 tendría un valor de \$575,96 \$/kwh, mientras que el valor reconocido al mes de marzo es de \$539. Sin embargo, si se analiza el año 2014, esta diferencia es mucho más alta debido a que solo en el mes de diciembre de 2014 actualizado tiene un valor de \$493,7 \$/kwh, la aplicación de la fórmula solo reconoció \$312,3 \$/kwh.

Tabla No 28. Histórico anual del ingreso regulado

| PERIODO | IAOM (t): (miles de pesos) | V (p-1): (kwh) | IAOM |
|---------------|----------------------------|----------------|-------|
| Sept. de 2010 | 11.030.700 | 2.513.197 | 378,9 |
| Dic de 2010 | 11.030.700 | 2.558.887 | 348,1 |
| Dic de 2011 | 14.635.263 | 2.796.814 | 463,7 |
| Dic de 2012 | 11.030.700 | 2.959.377 | 300,7 |
| Dic de 2013 | 11.030.700 | 3.086.150 | 304,3 |
| Dic de 2014 | 14.585.000 | 3.243.885 | 396,0 |
| Dic de 2015 | 15.182.007 | 3.451.526 | 398,8 |
| Dic de 2016 | 17.385.252 | 3.594.198 | 491,4 |
| Dic de 2017 | 17.385.252 | 3.636.829 | 486,5 |
| Abril de 2018 | 17.385.252 | 3.650.437 | 540,0 |

Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

²⁰ Mm: Cargo de la Actividad Monitoreo, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

Lo anterior, permite concluir que los ingresos del IAOMt, no son suficientes para cubrir la inversión y los costos del AOM, por lo tanto, de mantenerse la misma tendencia de crecimiento de la demanda, se pondría en riesgo la prestación del servicio de energía en el Amazonas.

4.5.4 Remuneración de los costos de combustible Gcm:

Este valor está determinado por la remuneración de los costos de combustible puestos en el sitio de operación de las plantas del Parque de Generación, para el mes m. Se verificó la información del SUI y la suministrada por el prestador, encontrando pequeñas diferencias en la energía generada, las cuales deberán ser aclaradas por el prestador. Además, se verificó el consumo de ACPM y Fuel Oil, los cálculos se ajustan a la metodología del artículo 55 de la Resolución CREG 161 de 2008.

4.5.5 Fracción de Pérdidas P

Este factor corresponde al establecido por en el Contrato de Concesión No. 052 de 2010 del 12%. Se verificó y el porcentaje incluido en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio, corresponde al autorizado contractualmente.

4.6 Tarifas

De conformidad con lo establecido en las Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía Nos 18272 del 5 de agosto de 2011 y la Resolución 40719 del 27 de julio de 2016, las tarifas aplicadas para el mes de septiembre de 2018, son las siguientes:

Tabla No 29. Tarifas aplicadas en septiembre de 2018

| RESIDENCIALES | CU \$/kWh | TARIFAS A USUARIOS | | | |
|----------------------------------------------|-----------|--------------------|-----------------------------|------------------------|-----------|
| | | HASTA 173 kWh | Entre 174 kWh Hasta 800 kWh | | |
| | | \$/kWh | %SUBSIDIO | \$/kWh | %SUBSIDIO |
| ESTRATO 1 | 1128,77 | 246,55 | 78,16% | 650,19 | 42,4% |
| ESTRATO 2 | 1128,77 | 293,89 | 73,96% | 650,19 | 42,4% |
| ESTRATO 3 | 1128,77 | 552,66 | 51,04% | 650,19 | 42,4% |
| ESTRATO 4 | 1128,77 | 650,19 | 42,40% | 650,19 | 42,4% |
| ESTRATO 5 | 1128,77 | 780,23 | 30,88% | 78,23 | 30,88% |
| MULTIFAMILIAR TIPO 2 (Residencial Estrato 1) | 1128,77 | 246,55 | 78,16% | Hasta 96 kwh x Usuario | |
| MULTIFAMILIAR TIPO 3 (Residencial Estrato 1) | 1128,77 | 246,55 | 78,16% | Hasta 72 kwh x Usuario | |
| MULTIFAMILIAR TIPO 4 (Residencial Estrato 1) | 1128,77 | 246,55 | 78,16% | Hasta 50 kwh x Usuario | |

| NO RESIDENCIALES | CU \$/kWh | TARIFAS A USUARIOS | | | |
|------------------|-----------|--------------------|----------|--------|--|
| | | \$/kWh | SUBSIDIO | | |
| | | | \$/kWh | % | |
| COMERCIALES | 1128,77 | 780,23 | 348,54 | 30,88% | |
| INDUSTRIALES | 1128,77 | 780,23 | 348,54 | 30,88% | |
| OFICIALES | 1128,77 | 780,23 | 348,54 | 30,88% | |

Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

Tabla No 30. Tarifas actualizadas

| ESTRATO/USO | EEASA | | ENAM | |
|-------------|----------|--------|------------|--------|
| | Fecha | Costo | Fecha | Costo |
| Estrato 1 | jul-2007 | 159,47 | Sept. 2018 | 245,11 |
| Estrato 2 | jul-2007 | 190,09 | Sept. 2019 | 292,18 |
| Estrato 3 | jul-2007 | 357,46 | Sept. 2020 | 549,44 |
| Estrato 4 | jul-2007 | 420,54 | Sept. 2021 | 646,40 |
| Estrato 5 | jul-2007 | 504,65 | Sept. 2022 | 775,68 |

Cálculos SSPD

Se actualizaron las tarifas correspondientes del mercado de Leticia y se encontraron diferencias de \$1,44 por kWh. Estas diferencias deberán ser aclaradas por la empresa, al margen de las acciones de control que se estimen pertinentes.

4.6.1 Metodología para el cálculo de subsidios

Los subsidios aplicados por ENAM, se encuentran sustentados en las Resoluciones MME Nos. 18 1272 del 05 de agosto de 2011 y la Resolución 40719 del 27 de Julio de 2016 para los sectores Residenciales y No Residenciales.

Del análisis, realizado al mercado de Leticia se observa que los porcentajes de subsidios aplicados se encuentran dentro de los niveles autorizados por las normas vigentes.

Localidad tipo 1 Leticia estrato 1

Costo Unitario de Prestación del Servicio \$1.021,83 a septiembre de 2018 \$1.128,77 kWh.

| CRITERIO | Consumo | Tarifa octubre (\$/kwh) | Subsidio |
|-----------------------------------|---------|-------------------------|----------|
| Consumo de Subsistencia (Rango 1) | 173 | \$239,24 | \$782,59 |
| Consumo Complementario (Rango 2) | 627 | \$630,9 | \$390,93 |
| Consumo Complementario (Rango 3) | 0 | \$1.021,83 | 0 |

Localidad tipo 2 estrato 1

Consumo de subsistencia 96 kWh/mes

| CRITERIO | Consumo | Tarifa octubre (\$/kwh) | Subsidio |
|-----------------------------------|---------|-------------------------|----------|
| Consumo de Subsistencia (Rango 1) | 96 | \$239,24 | \$782,59 |
| Mayor al consumo de subsistencia | >96 | \$1.021,83 | 0 |

Localidad tipo 3 estrato 1

Consumo de subsistencia 72 kWh/mes

| CRITERIO | Consumo | Tarifa octubre (\$/kwh) | Subsidio |
|-----------------------------------|---------|-------------------------|----------|
| Consumo de Subsistencia (Rango 1) | 72 | \$239,24 | \$782,59 |
| Mayor al consumo de subsistencia | >72 | \$1.021,83 | 0 |

Localidad tipo 4 estrato 1

Consumo de subsistencia 72 kWh/mes

| CRITERIO | Consumo | Tarifa octubre (\$/kwh) | Subsidio |
|-----------------------------------|---------|-------------------------|----------|
| Consumo de Subsistencia (Rango 1) | 50 | \$239,24 | \$782,59 |
| Mayor al consumo de subsistencia | >50 | \$1.021,83 | 0 |

Ahora bien, en relación con los grupos II, III y IV, la empresa a partir del mes de marzo del año 2018, empezó a aplicar los rangos de subsidios establecidos en la Resolución MME No. 181272, lo que implicó un aumento significativo en las tarifas, debido a que elimina el rango 2; que subsidiaba los consumos desde el consumo de subsistencia hasta 800 kWh.

Esta modificación tiene un impacto sobre las comunidades de los grupos mencionados, que no cuentan con subsidios complementarios hasta el rango de 800

kWh, como sí los tiene el grupo I. Esto significa que, a partir de este consumo, la empresa le está facturando el Costo Unitario de Prestación del servicio.

En este sentido y como resultado de la reunión realizada en las instalaciones de ENAM, se estableció como un compromiso elevar una consulta al Ministerio de Minas y Energía para definir el alcance de la Resolución No. 40719 de 2016.

4.6.2 Subsidios

Tabla No 31. Subsidios años 2016 y 2017

| ESTRATO/USO | 2016 | | 2017 | | Variación 2016/2017 |
|--------------|-----------------------|---------------|-----------------------|---------------|---------------------|
| | Subsidios (\$) | Participación | Subsidios (\$) | Participación | |
| Estrato 1 | 4.302.707.008 | 25,6% | 4.648.009.221 | 24,4% | 8,0% |
| Estrato 2 | 4.693.091.422 | 28,0% | 4.004.489.854 | 21,0% | -14,7% |
| Estrato 3 | 1.738.212.459 | 10,4% | 2.976.545.165 | 15,6% | 71,2% |
| Estrato 4 | 420.868.098 | 2,5% | 38.533.207 | 0,2% | -90,8% |
| Estrato 5 | 13.445.227 | 0,1% | 0 | 0,0% | -100,0% |
| Comercial | 2.317.852.820 | 13,8% | 2.753.162.508 | 14,5% | 18,8% |
| Industrial | 1.336.798.692 | 8,0% | 1.493.971.933 | 7,8% | 11,8% |
| Oficial | 1.957.553.456 | 11,7% | 3.121.967.720 | 16,4% | 59,5% |
| Total | 16.780.529.182 | 100% | 19.036.679.608 | 100% | 13,4% |

Fuente: Información comercial certificada por ENAM S.A E.S.P. en el FORMATO ZNI C.1. Información Comercial para los sectores Residenciales y No Residenciales al SUI, consultada en nov. de 2018.
Cálculos SSPD-DTGE

En el 2017 los subsidios se incrementaron en promedio el 13,4%, influenciados principalmente por el estrato 1 y 3 del sector residencial y el sector oficial con un 59,5%. De la totalidad de los subsidios recibidos por ENAM, el 61,3% se destinan al sector residencial y el 38,7% al no residencial.

Tabla No 32. Subsidios reportados por el ENAM S.A. E.S.P., año 2017

| SUBSIDIOS OTORGADOS(\$) | TOTAL I TRIMESTRE | TOTAL II TRIMESTRE | TOTAL III TRIMESTRE | TOTAL IV TRIMESTRE | TOTAL AÑO 2017 |
|-------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|
| ESTRATO 1 | 1.213.390.977 | 1.274.465.082 | 1.220.112.170 | 1.285.924.543 | 4.993.892.772 |
| ESTRATO 2 | 1.088.578.319 | 1.132.145.357 | 1.138.955.771 | 1.192.437.329 | 4.552.116.776 |
| ESTRATO 3 | 920.297.338 | 963.911.933 | 940.535.979 | 984.955.476 | 3.809.700.726 |
| ESTRATO 4 | 12.198.090 | 13.108.683 | 13.679.753 | 14.590.005 | 53.576.531 |
| ESTRATO 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| BOMBEO ACUEDUCTO | 125.939.698 | 138.895.021 | 114.813.054 | 113.602.275 | 493.250.048 |
| COMERCIAL | 962.151.369 | 992.231.961 | 965.384.878 | 1.015.294.059 | 3.935.062.267 |
| INDUSTRIAL | 531.914.140 | 482.308.038 | 549.402.630 | 568.811.273 | 2.132.436.081 |
| OFICIAL | 600.701.047 | 626.214.879 | 590.930.138 | 631.114.747 | 2.448.960.811 |
| ALUMBRADO PUBLICO | 148.533.535 | 150.093.234 | 142.618.622 | 153.373.865 | 594.619.256 |
| PROVISIONAL | 11.655.868 | 13.529.328 | 33.434.853 | 28.270.434 | 86.890.483 |
| ESPECIAL | 476.360.224 | 524.384.909 | 534.639.747 | 552.178.806 | 2.087.563.686 |
| TOTAL SUBSIDIOS | 6.091.720.605 | 6.311.288.425 | 6.244.507.595 | 6.540.552.812 | 25.188.069.437 |

Fuente: Información ENAM S.A. E.S.P., respuesta al requerimiento de información de la SSPD el 20 de septiembre de 2018.

Como se puede observar en la *Tabla No. 32*, la empresa facturó \$25.188 millones y recibió del Fondo de Solidaridad \$18.560.4 millones. Al comparar con la información certificada en el SUI, se presenta una diferencia significativa con lo reportado por el prestador.

4.7 Oficina de atención al cliente

La Empresa cuenta con una oficina de atención al usuario, la cual atiende de lunes a viernes en un horario de 7:00 am 12:00 m y de 2:00 m a 5:00 pm y los sábados de 8:00 am a 12:30 pm. El proceso esta sistematizado a través del SOTFWARE SICO, la empresa cuenta con la disposición de formatos que faciliten al usuario la presentación de las PQRS.

Imagen No. 12. Sede de la oficina ubicada en la Calle 19 No. 10 -12 de Leticia



Fuente: ENAM octubre de 2018

ENAM cuenta con página web (<http://www.enam.com.co/>), y los usuarios pueden interponer sus PQRS a través de la web en la siguiente dirección: <http://www.enam.com.co/contactenos/>. En la oficina se recepcionan y tramitan todas las peticiones. Así mismo se revisaron los expedientes de 3 usuarios donde se pudo evidenciar el cumplimiento de todo el proceso de vía gubernativa. Para la atención de la oficina de atención al usuario, se tiene asignada una persona para la recepción y trámite en horas valle y dos en horas pico. Igualmente, se pudo verificar que el sistema mantiene el registro detallado de cada una de las peticiones, quejas y recursos, así como la causal de la petición

4.8 Peticiones, Quejas y Reclamos

La empresa reportó para la vigencia de 2017, ochocientos noventa y siete (897) PQR's, las cuales se evidencian en la siguiente tabla.

Tabla No 33. Relación de PQR,s en el año 2017.

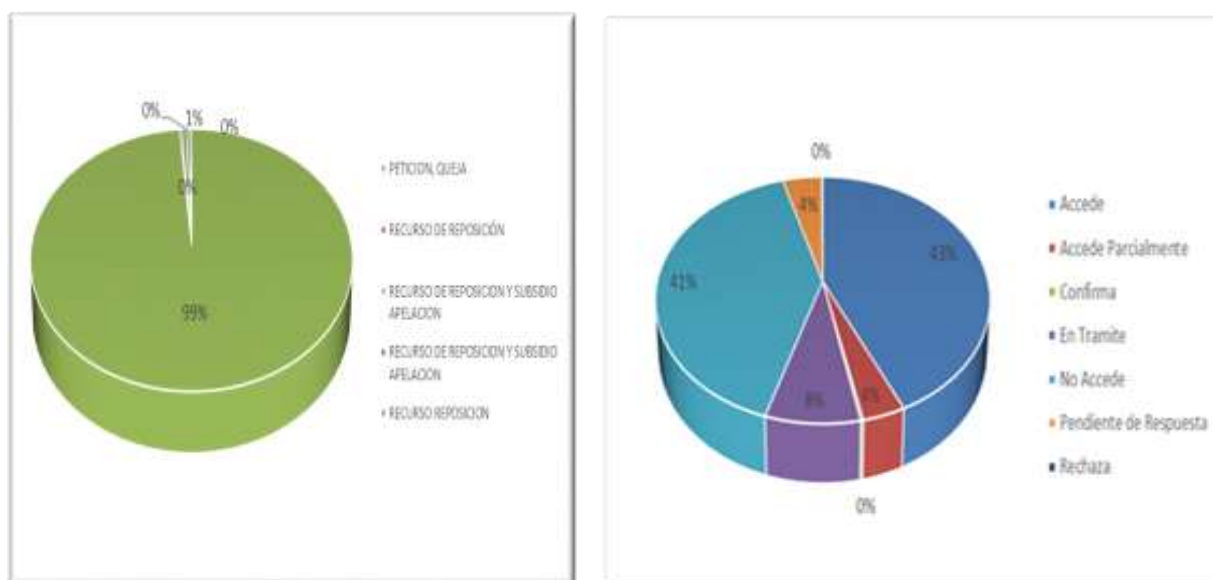
| CAUSAL | NÚMERO | TOTAL |
|------------------------------|--------|-------|
| FACTURACION | | |
| Accede (A favor del Usuario) | 66 | 320 |
| Accede Parcialmente | 14 | |
| En Tramite | 31 | |
| No Accede | 193 | |
| Pendiente de Respuesta | 15 | |
| Rechaza | 1 | |
| PETICION | | |
| Accede (A favor del Usuario) | 142 | |
| Accede Parcialmente | 4 | |

| CAUSAL | NÚMERO | TOTAL |
|------------------------------|------------|-------|
| En Tramite | 7 | |
| No Accede | 33 | |
| Pendiente de Respuesta | 5 | |
| PRESTACION | | 383 |
| Accede (A favor del Usuario) | 177 | |
| Accede Parcialmente | 14 | |
| Confirma | 2 | |
| En Tramite | 33 | |
| No Accede | 138 | |
| Pendiente de Respuesta | 19 | 894 |
| Total general | 894 | |

Fuente: ENAM S.A. E.S.P.

En la gráfica se observa, la distribución por causal, donde el 43% corresponde a quejas por prestación del servicio, 36% por facturación y el 21% restante, por otras causas.

Gráfico No 8. Distribución de las peticiones, quejas y recursos por tipo de trámite



Fuente: SUI

En el gráfico se observa la distribución porcentual por tipo de trámite para el año 2017, el 98,7% corresponde a las PQRs, los recursos de reposición y en subsidio de apelación únicamente representan el 0,9% y las reposiciones sólo el 0,4%.

De otra parte, frente a las decisiones del prestador, se evidencia que el 43,1% de las PQRs, se fallan a favor del usuario, el 40,7% la empresa no accede a la petición y en una proporción más pequeña del 3,6% accede parcialmente.

El número de PQR,s, representan 6,6 reclamos por cada mil suscriptores.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF presenta diferencias con los anteriores principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia - PCGA, en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; toda vez que los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2017, a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, los mismos indicadores calculados para el año 2016, con la información del nuevo marco normativo NIF sin acudir a la comparación de los mismos con aquellos calculados para la vigencia 2015, que estuvieron vigentes para estas dos anualidades, de conformidad con la Resolución CREG 248 de 2016.

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2017 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

Tabla No 34. Indicadores de Gestión – Referentes 2017 CREG

| INDICADORES DE GESTIÓN | Resultado 2017 | Referente 2017 CREG | CONCEPTO |
|--------------------------------------|----------------|---------------------|-----------|
| Margen Operacional | 13,64% | 32,84% | No Cumple |
| Cobertura de Intereses – Veces | 2,81 | 17,56 | No cumple |
| Rotación de Cuentas por Cobrar- Días | 45,88 | 46,35 | Cumple |
| Rotación de Cuentas por Pagar – Días | 93,31 | 20,59 | No cumple |
| Razón Corriente – Veces | 1,42 | 1,93 | No cumple |

Fuente: SUI. Calculo: Grupo Financiero DTGE

Tabla No 35. Indicadores de Gestión – Referentes 2017 NIF

| INDICADORES DE GESTIÓN | Resultado 2017 | Referente 2017 NIF | CONCEPTO |
|--------------------------------------|----------------|--------------------|-----------|
| Margen Operacional | 13,64% | 32,84% | No Cumple |
| Cobertura de Intereses – Veces | 2,81 | 17,56 | No cumple |
| Rotación de Cuentas por Cobrar- Días | 45,88 | 64,01 | No cumple |
| Rotación de Cuentas por Pagar – Días | 93,31 | 20,59 | No cumple |
| Razón Corriente – Veces | 1,42 | 1,46 | No cumple |

Fuente: SUI. Calculo: Grupo Financiero DTGE

Con relación a los resultados para ENAM, se evidencia que la compañía no cumple con 4 de los 5 referentes establecidos por la Comisión en la Resolución CREG 034 de 2004.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 252 reportes en estado certificado y 4 en estado pendiente. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla No 36. Estado de cargue

| ID | EMPRESA | AÑO | No CARGUES PENDIENTES | No CARGUES CERTIFICADOS | PORCENTAJE DE CARGUE |
|-------|-----------------------------------|-------|-----------------------|-------------------------|----------------------|
| 23430 | ENERGIA PARA EL AMAZONAS S.A. ESP | 2016 | 1 | 135 | 99% |
| | | 2017 | 3 | 117 | 97% |
| | | TOTAL | 4 | 252 | 98% |

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 07/11/2018.

Evaluando la oportunidad del cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, de los años 2016 y 2017 se encontró que la empresa ENAM certificó en el año 2016 un 55,28% de sus cargues con oportunidad y un 48,67% para el año 2017, por tal motivo se recomienda verificar las fechas límites de cargue en las resoluciones correspondientes dado a que la oportunidad en último periodo evaluado fue inferior al 50%.

7. ACCIONES DE LA SSPD

Con radicado 20172200027041 del 2 de febrero de 2017 se realizó requerimiento a la empresa solicitando realizar el cargue de los formatos y formularios pendientes para los años 2015 y 2016, a través del radicado 20175290072172 del 8 de febrero de 2017 la empresa envió respuesta, aclarando que la información pendiente de cargue correspondía al AEGR con lo cual ENAM estaba cumpliendo con el cargue de la información al SUI.

Con radicado 20172200618851 del 5 de junio de 2017 se solicitó información relacionada con indicadores de calidad, cálculo de pérdidas y estado de giros recibidos del MME. La información remitida por la empresa con radicado 20175290481372 del 23 de junio de 2017, fue analizada por la DTGE sin encontrar ninguna irregularidad.

A través del radicado 20172201192881 del 28 de agosto de 2017 se solicitó informara los motivos por los por los cuales no hubo prestación del servicio en localidades de la ZNI sin telemetría según reporte de novedades de junio de 2017 del Centro Nacional de Monitoreo – CNM. Con radicado 20175290759252 del 15 de septiembre de 2017, ENAM aclaró que no ha sido posible acceder a la zona correspondiente para la prestación del servicio por motivos de orden público.

Durante la vigencia 2018 se desarrollaron actividades en torno al seguimiento del mecanismo de las ASE, específicamente para el caso de ENAM, así como la identificación de proyectos implementados en fuentes no convencionales de energía renovables durante los últimos 10 años; información que fue incorporada en el documento ZNI Diagnóstico de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica 2018, elaborado por la DTGE y que permitirá hacer seguimiento a este tipo de estrategia y tecnología implementadas que han demostrado ser una alternativa adecuada para este tipo de zonas.

ENAM no presenta a la fecha investigaciones abiertas por parte de la Dirección de Investigaciones de la Delegada para Energía y Gas Combustible.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los indicadores de riesgo financiero año 2017 registran en su gran mayoría una mejoría con respecto al año 2016, lo que da como resultado un riesgo financiero medio-bajo (1) para el año 2017, mejorando su posición financiera, ya que venía del año 2016 con un riesgo medio –alto (2).

- Le empresa genera utilidades operativas y netas en los dos años consecutivos (2016 y 2017), no se visualiza alguna alerta que comprometa la viabilidad financiera de la empresa en el corto plazo.
- Los costos de venta y operación presentaron disminución para el año 2017, se hace importante que ENAM continúe optimizando los costos, teniendo en cuenta eventuales incrementos en la demanda de energía que demanden mayores costos, los cuales podría afectar eventualmente la viabilidad de la empresa en el mediano y largo plazo.
- Se logra evidenciar en el informe de AEGR, correspondiente al año 2017, el cumplimiento del Decreto 302 de 2015²¹, por parte de la E.S.P, la aplicación y sujeción de las Normas Internacionales de Auditoría -NIAS- que, de conformidad con las mismas, desarrolla todas las etapas de la auditoría y procesos de recolección de evidencia suficiente y concisa, con la cual, llega a las conclusiones pertinentes para la correspondiente toma de decisiones.
- La Gerencia de Generación de ENAM con el apoyo con la Coordinación de mantenimiento realizó un trabajo adecuado en la programación y ejecución de las actividades de mantenimiento en la central de generación de la ciudad de Leticia, con un indicador de cumplimiento del 100% lo que representa una correcta planeación realizada por el prestador ENAM, según lo reportado por la empresa.
- Respecto al mantenimiento de la infraestructura de Distribución programado y ejecutado bajo la dirección de la Gerencia de Distribución de ENAM, se puede destacar del total de actividades ejecutadas durante el año 2017 (1.895 actividades reportadas), que la proporción de las actividades de mantenimiento Predictivo, Preventivo y Calidad del Servicio fue del 69% y las de mantenimiento correctivo el 5%, en las redes de media y baja tensión, lo que indica una adecuada planeación del mantenimiento realizada por ENAM.
- El éxito en la implementación de proyectos de FNCER radica en su mayor parte cuando se diseña e implementa un mecanismo adecuado del componente de sostenibilidad. Ejemplo claro de ello han sido los proyectos de sistemas híbridos diseñados e implementados por ENAM, los cuales, después de 3 y 5 años de puesta en operación comercial siguen operando adecuadamente con beneficios palpables de calidad, continuidad y seguridad para los usuarios, así como ahorros económicos y financieros para el prestador en mención.
- 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.

²¹ “por el cual se reglamenta la Ley 1314 de 2009 sobre el marco técnico normativo para las normas de aseguramiento de la información.”

- Se presentan inconsistencias en la información comercial cargada por el prestador al SUI comparada con la información enviada por el prestador y la reportada por el Auditor Integral de la empresa.
- En el 2017, se presentó un incremento del número de suscriptores del 7%, que suman 778, los cuales se ubicaron principalmente en Leticia.
- Verificadas las tarifas cobradas por la empresa en el mes de septiembre de 2017, se encontraron diferencias de \$1,44 por kWh. Por lo tanto, el prestador deberá pronunciarse y presentar las explicaciones del caso, caso contrario, deberá proceder a realizar las devoluciones de los cobros no autorizados a cada uno de los suscriptores e informar a la Superintendencia. No obstante, lo anterior, en caso de que se verifique el incumplimiento del régimen legal de servicios públicos domiciliarios, se tomarán las medidas y acciones a que haya lugar.
- El ingreso máximo regulado, incluido en el Costo de Prestación del Servicio, presuntamente no es suficiente para cubrir la inversión y los costos del AOM, por lo tanto, de mantenerse la misma tendencia de crecimiento de la demanda de energía, se pondría en riesgo la prestación del servicio de energía en el Amazonas.
- La evaluación muestra que, de los recursos del presupuesto nacional asignados a subsidios por menores tarifas en el Amazonas, para cada suscriptor durante el 2016 recibió la suma de \$ 3.282.106 y en el 2017, un valor de \$2.970.523, presentando una disminución del 9.5%. Si se tiene en cuenta los giros del Fondo de Solidaridad reportados en 2017, esta cifra disminuiría a \$1.661.482, de ahí la importancia de contar con información precisa por parte de la empresa.
- El consumo promedio anual de los suscriptores de Amazonas en el 2017 fue de 3.833 kwh y el subsidio promedio otorgado fue de \$444 por kwh, lo anterior indica que, el gobierno está subsidiando el 57.4% del costo de prestación del servicio.
- Es necesario que se verifiquen las fechas límites de cargue estipuladas en las Resoluciones, debido a que es necesario mejorar el porcentaje de oportunidad de reporte en el SUI.

Proyectó: Soraida Serrano Díaz – Contratista DTGE
 Álvaro E Sosa Z. – Profesional Especializado DTGE
 Oscar Andrés Zabaleta Montenegro – Contratista DTGE
 Olga Leandra Rey Luengas – Contratista DTGE
 Guillermo Saenz Castro – Profesional Especializado DTGE
 Oscar Fabio Vélez Cano – Contratista DTGE
 Cristian David Restrepo Zapata – Contratista DTGE
 Maria Claudia Gómez Serrano – Contratista SDEGC

Revisó: Diego Alejandro Ossa Urrea – Director Técnico de Gestión de Energía (E)

Aprobó: Rafael Hernando Tabares Holguín – Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible (E)