

INFORME DE GESTIÓN

SOCIEDAD PRODUCTORA DE ENERGÍA DE SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA S.A. E.S.P.



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE**

DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA

Bogotá, agosto de 2013

Contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA.....	4
3. ACCIONES DE LA SSPD	4
4. ASPECTOS FINANCIEROS	5
5. ASPECTOS TECNICOS OPERATIVOS	9
6. ASPECTOS COMERCIALES	24
7. CONCLUSIONES	28

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN

**SOCIEDAD PRODUCTORA DE ENERGÍA DE SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA
S.A. E.S.P.
2012**

1. INTRODUCCIÓN

Para el año 2011, la cobertura del servicio de energía eléctrica en Colombia cubría 11.722.128 de usuarios; de los cuales 11.229.000 contaban con servicio de energía eléctrica (equivalentes al 95,8%). Es importante resaltar que el 4,2% de la población colombiana, aun no tiene acceso al servicio de energía eléctrica, lo que equivale a 493.128 usuarios ubicados en las Zonas No Interconectadas.

De este 95,8% de usuarios con servicio de energía, el 94,3% de los mismos (11.048.335) se encuentran conectados al SIN. El 1,5% de los usuarios (180.665) actualmente reciben el servicio de energía eléctrica sin hacer parte del SIN, esto de acuerdo a sus características propias de aislamiento geográfico y de restricciones ambientales, sociales y de infraestructura (transporte y comunicación). (Fuente UPME PIEC 2010-2014).

Gráfico 1. Ubicación Geográfica de las Zonas No Interconectadas



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

De esta forma, se define como Zona No Interconectada -ZNI- a las áreas geográficas que no se encuentran conectadas eléctricamente al Sistema Interconectado Nacional (SIN), razón por la cual reciben el servicio de energía eléctrica a través de soluciones locales de generación, las cuales en su gran mayoría constan de plantas de generación que operan con combustibles fósiles líquidos.

Cabe resaltar que dentro de las ZNI existen Áreas de Servicio Exclusivo-ASE, las cuales son áreas geográficas otorgadas contractualmente por los municipios y distritos a una persona prestadora del servicio público de energía,

mediante licitación pública, en la cual ninguna otra persona prestadora puede ofrecer los servicios y actividades objeto del contrato, durante un tiempo determinado, y cuya finalidad es asegurar la extensión de la cobertura del servicio a los usuarios de menores ingresos.

SOPESA S.A. E.S.P. presta el servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés y Providencia. La empresa desarrolla las actividades de generación, distribución y comercialización a partir del 1° de mayo de 2010, después de un proceso competitivo que adelantó el Ministerio de Minas y Energía con base en los criterios establecidos por el artículo 40 de la Ley 142 de 1994 y desarrollados por la resolución CREG 160 de 2008, mediante la cual se determinó como área de servicio exclusivo el área geográfica denominada “Área de San Andrés Providencia y Santa Catalina” para la prestación de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas.

2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

SOPESA S.A. E.S.P. presta el servicio de energía eléctrica en la Isla de San Andrés. En la tabla expuesta a continuación se muestran los aspectos generales de la empresa:

Tabla 2.1 Datos Generales de la Empresa

Datos Generales de la Empresa	
Razón Social	SOCIEDAD PRODUCTORA DE ENERGIA DE SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA S.A. E.S.P
Sigla	SOPESA S.A E.S.P
Tipo de Sociedad	SOCIEDAD PRODUCTORA
Departamento	SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA
Fecha de registro en RUPS	19-07-2010
Fecha última Actualización RUPS	27/06/2012
Fecha de Inicio de Operación	03/05/2012
Servicios Prestados	ENERGÍA ELÉCTRICA
Actividad que Desarrolla	GENERACIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

3. ACCIONES DE LA SSPD

Para la SSPD es de interés esencial que se garantice la prestación eficiente del servicio público de energía eléctrica en las ZNI y con los parámetros de calidad establecidos por la normativa vigente. Es por esto que en ejercicio de su competencia como entidad de vigilancia y control sobre la prestación del servicio público de energía eléctrica, durante los últimos cinco (5) años la SSPD ha venido adelantando acciones como visitas de inspección, capacitaciones y labores de apoyo a la mayoría de empresas de las ZNI, con el propósito de verificar la situación particular de la empresa en relación con la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta las dificultades generales de las empresas de las Zonas No Interconectadas (como no contar con información técnica, financiera, contable y administrativa totalmente confiable) y teniendo en cuenta las características propias de estas zonas, la SSPD por medio de la Dirección Técnica de Gestión de Energía para el año 2012 firmó Acuerdos de Mejoramiento con 38 empresas de las ZNI.

Finalmente, la SSPD realizará control y seguimiento trimestral a los compromisos pactados durante la vigencia del Acuerdo de Mejoramiento.

4. ASPECTOS FINANCIEROS

4.1 Balance General

A continuación se muestra el Balance General de SOPESA S.A para los periodos 2011 y 2012:

Tabla 4.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$130.515.443.955	\$149.456.745.864	-12,67%
Activo Corriente	\$107.040.021.118	\$31.591.151.723	238,83%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$3.847.365.610	\$4.133.170.410	-6,91%
Inversiones	\$29.240.136	\$28.402.940	2,95%
Pasivo	\$97.634.051.318	\$116.472.426.514	-16,17%
Pasivo Corriente	\$20.112.616.952	\$21.672.426.514	-7,20%
Obligaciones Financieras	\$77.837.725.894	\$94.800.000.000	-17,89%
Patrimonio	\$32.881.392.637	\$32.984.319.350	-0,31%
Capital Suscrito y Pagado	\$8.306.000.000	\$8.306.000.000	0,00%

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Los Activos Totales disminuyeron en un 12,67% en el último año, correspondiente a \$18 Mil Millones de pesos menos en sus activos para el año 2012, este comportamiento se ve reflejado principalmente en la cuenta del activo corriente Deudores ya que pasaron de \$21 Mil Millones a \$16 Mil Millones en la Cartera de Servicios Públicos de Energía, así como una disminución en el flujo de efectivo pasando de \$1600 Millones a \$ 1000 Millones equivalente a 40.28% para los años 2011 y 2012, respectivamente.

En cuanto a los Pasivo presenta una disminución del 16,17% equivalentes a \$18 Mil Millones lo que significa que han logrado cancelar en el año 2012 parte de los Pasivos adquiridos por el operador, pasando de \$94 Mil Millones a \$77 Mil Millones reflejada en la cuenta Obligaciones Financieras.

En cuanto al Patrimonio vemos una leve disminución en 0.31% ya que pasaron de \$32,9 Mil Millones en el 2011 a \$32,8 Mil Millones en el año 2012, reflejados en el Patrimonio Institucional.



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

4.2 Estado de Resultados

En el siguiente cuadro se expone el Estado de Resultados para los periodos 2011 y 2012:

Tabla 4.2 Estados Financieros

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$54.460.706.260	\$46.557.542.037	16,98%
COSTOS OPERACIONALES	\$32.481.239.879	\$25.878.746.976	25,51%
GASTOS OPERACIONALES	\$13.525.457.321	\$13.124.695.291	3,05%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$8.454.009.060	\$7.554.099.770	11,91%
OTROS INGRESOS	\$2.973.155.730	\$2.275.085.733	0,00%
OTROS GASTOS	\$10.632.383.879	\$9.075.442.438	17,16%
GASTO DE INTERESES	\$9.403.011.722	\$7.671.254.291	22,57%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$794.780.911	\$753.743.065	5,44%

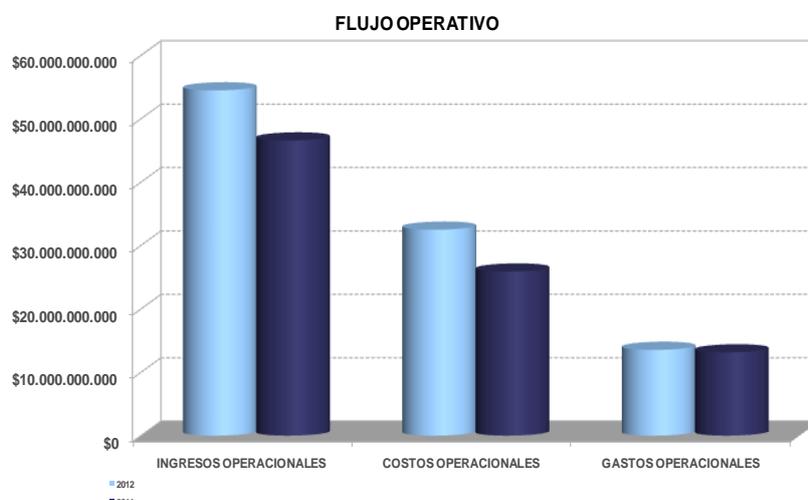
Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Los ingresos operacionales aumentan en \$7.903 Millones, equivalentes al 16,9% ya que pasaron de \$46.557 a \$54.460 Millones para los años 2011 al 2012 respectivamente, estos ingresos corresponden a la venta del Servicio de Energía.

Por otro lado los Costos Operacionales pasaron de \$25.878 Millones en el 2011 a \$32.481 Millones en el 2012, presentando una variación del 25,51%, este comportamiento se ve reflejado en mantenimiento y compra de combustible para la operación del Servicio.

Dentro de los Gastos operacionales se registra un leve aumento del 3,05% equivalente a \$400 Millones esto se debe a un aumento en los gastos de administración y otros gastos generales.

En cuanto a los resultados del ejercicio se registra una Utilidad de \$794 Millones en el año 2012, presentando un aumento \$11,91% respecto al año anterior que fue de \$753 Millones, este comportamiento se debe al aumento significativo de los ingresos operacionales a pesar de que los costos y gastos no presentan disminución.



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

4.3 Indicadores Financieros

Para evaluar el desempeño financiero de la compañía en el último año, se muestran a continuación algunos indicadores y su comportamiento presentados en el 2011 y 2012.

Tabla 4.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	5,3	1,5
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	74,8%	77,9%
Patrimonio Sobre Activo	25,2%	22,1%
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Margen Operacional	19,8%	20,3%
Rentabilidad de Activos	8,3%	6,3%
Rentabilidad de Patrimonio	46,7%	37,4%

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

4.3.1 Liquidez

Dentro de los indicadores de liquidez se encontró una razón corriente de 5,3 veces en el último año, lo que indica según cifras que SOPESA S.A, cuenta con liquidez para cubrir las obligaciones a corto plazo, ya que por cada peso adeudado cuenta con \$5,3 para cubrirlos, implicando un cubrimiento suficiente de los activos corrientes sobre los pasivos de corto plazo.

4.3.2 Endeudamiento

La empresa presenta un nivel de endeudamiento de 74,8% menor al registrado en el 2011 de fue del 77,9%, a pesar que fue menor respecto al año 2011, significa que los Activos adquiridos por la empresa en un 74% han sido producto de Financiación.

4.3.3. Rentabilidad

El margen operacional fue de 19,8%, aunque menor al registrado en el año 2012 de 20,3% refleja cifras favorables e indica que el negocio fue rentable en los respectivos años, así mismo se registra una rentabilidad de los activos del 8,3%, y del 37,4% frente a su patrimonio.

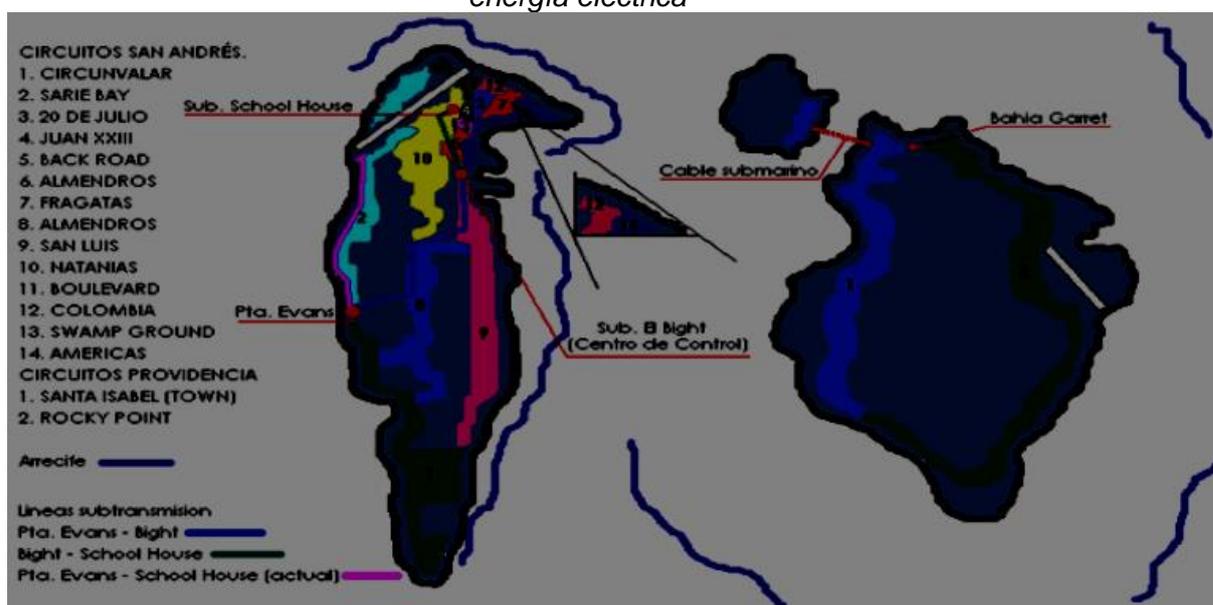
5. ASPECTOS TECNICOS OPERATIVOS

5.1. AREA TÉCNICA Y OPERATIVA DE DISTRIBUCIÓN

5.1.1. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución del Archipiélago está conformado en San Andrés por dos (2) subestaciones denominadas El Bight, donde también se encuentra el Centro de Control de San Andrés, y School House; mientras que en Providencia existe una Subestación.

Gráfico 5.1. Representación geográfica de las zonas donde se presta el servicio de energía eléctrica



Fuente: SOPESA S.A E.S.P

San Andrés cuenta con trece (13) circuitos de distribución y con una subestación elevadora a la salida de la Planta de Generación de Punta Evans y en Providencia con dos (2) circuitos de distribución.

En el sistema de distribución de San Andrés y Providencia y Santa Catalina, no existen subestaciones frontera o de conexión STR-STN, teniendo en cuenta su localización geográfica aislada, además el sistema eléctrico de San Andrés no tiene redes a nivel de tensión 4.

5.1.2. INVERSIONES EN DISTRIBUCIÓN

- **Programas de Normalización, Extensión, Renovación y Actualización de Redes.**

Las Islas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, se encuentran en un área de Reserva de la Biodiversidad, por lo tanto ésta limita la migración de personas, lo que lleva al poco crecimiento de los usuarios y de la demanda. Por lo que la empresa no necesita realizar grandes inversiones en ampliación de redes y hace que su mayor esfuerzo se centre en mantener las existentes y en la normalización de usuarios.

- **Programa de Renovación e Instalación de Transformadores.**

Durante el año 2012 fueron cambiados 25 transformadores, mientras en el año 2011 fueron cambiados 12 transformadores, por tanto esta actividad aumentó un 108%.

El 40% de los motivos de remplazo de transformadores en el año 2012 ocurrió por cuba dañada, lo cual se presenta como un indicador para la empresa sobre la necesidad de realizar mantenimientos preventivos con mayor frecuencia no solo a los transformadores sino a todos los equipos conformantes del sistema eléctrico, teniendo en cuenta el impacto que tiene la alta salinidad presente en el medio ambiente de las islas en la disminución de la vida útil de estos equipos.

5.1.3. MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Las labores de operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica son realizados directamente por personal de la empresa. La Auditoría Externa considera de importancia que se realice un análisis de los requerimientos de personal mínimo para operar, ampliar y mantener el sistema distribución, ya que este mismo personal es empleado para múltiples actividades que desarrolla la empresa.

La empresa elaboró el documento denominado Instructivo para el mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo de redes, el cual se encuentra enmarcado en el proceso de gestión de calidad.

La empresa cuenta con un cronograma de planeación y ejecución de obras de rehabilitación, reposición y mantenimientos preventivos en la Infraestructura con periodicidad anual y mensual. Su seguimiento es semanal y su ejecución diaria, las actividades realizadas se consignan en la planilla de nombre "Programación de actividades semanales" y se archivan en una carpeta denominada "Actividades semanales".

En la visita a la empresa el AEGR verificó la existencia de la Hoja de vida de los Transformadores, el documento no se encuentra completamente actualizado. Al año 2012, de acuerdo con lo indicado por la empresa, este procedimiento se está realizando con una ayuda sistematizada adquirida para tal fin. Se hace la recomendación a la empresa para que este tipo de documentos se encuentren actualizados teniendo en cuenta la gran ayuda que pueden prestar en el planeamiento del sistema.

La empresa cuenta con las herramientas y/o equipos adecuados para realizar las labores de operación y mantenimiento, los cuales en general se encuentran en buen

estado y algunos muy pocos se encuentran deteriorados, ante lo cual la empresa debe tener en cuenta que por la humedad y la salinidad de los sitios de trabajo, los equipos deben ser continuamente sometidos a mantenimiento y reposición con mayor regularidad que en otras zonas del país.

En todo caso, la Auditoría Externa recomienda evaluar la asignación de dotación de elementos de señalización para los técnicos tanto de San Andrés como de Providencia, al igual que efectuar capacitaciones sobre el tema, para los trabajadores involucrados en los procesos de mantenimiento en redes. Esto de acuerdo con lo establecido en el “Manual de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional” documentado por la empresa.

De igual manera, se recomienda la elaboración de un Manual de diseño de obras civiles.

la empresa reporta que el costo de mantenimiento en el área de distribución, del año 2011 fue de \$ 1.556 Millones mientras en el año 2012 la cifra se incrementó a \$ 2.170 Millones, lo que representa un alza del 40%.

Porcentaje de ejecución del mantenimiento realizado vs el programado

El porcentaje de ejecución de las actividades de mantenimiento programadas durante el año 2012 se muestra a continuación:

Tabla 5.1.3. Actividades de Mantenimiento año 2012

Actividad	Unidad	Programado	Ejecutado	% ejecutado
Mantenimiento de transformadores de distribución	Unidad	345	86	24.93%
Mantenimiento de o transformadores de potencia	Unidad	5	2	40.00%
Mantenimiento de Redes de nivel de tensión 1	Kms	137.8	37.2	27.00%
Mantenimiento de Redes de nivel de tensión 2	Kms	135.37	62.27	46.00%
Mantenimiento de Redes de nivel de tensión 3	Kms	7.8	6.1	78.21%
Mantenimiento de Redes de nivel de tensión 4	NO APLICA – SAN ANDRÉS NO TIENE REDES EN ESTE NIVEL DE TENSIÓN			

Fuente: SOPESA S.A. E.S.P.

Comparación en porcentaje del mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo.

A continuación se presentan las actividades ejecutadas por cada uno de los tipos de mantenimiento en el sistema eléctrico de San Andrés.

Tabla 5.1.2 Mantenimientos ejecutados por tipo

Actividad	Unidad	Ejecutado	Predictivo	Preventivo	Correctivo
Mantenimiento de transformadores de distribución	Unidad	86	73 (84.88%)	73 (84.88%)	13 (15.12%)
Mantenimiento de transformadores de potencia	Unidad	2	2 (100%)	2 (100%)	0 (0.00%)
Mantenimiento de Redes de nivel de tensión 1	Kms	37.2	37.2 (100%)	37.2 (100%)	2.5 (6.72%)
Mantenimiento de Redes de nivel de tensión 2	Kms	62.27	62.27 (100%)	62.27 (100%)	2.0 (3.21%)
Mantenimiento de Redes de nivel de tensión 3	Kms	6.1	6.1 (100%)	6.1 (100%)	3.0 (49.18%)

Fuente: SOPESA S.A. E.S.P.

Los elementos del sistema a los cuales se les realizó mayor mantenimiento correctivo fueron a las redes de nivel de tensión 1, donde se realizaron actividades como cambio de crucetas, cortacircuitos y pararrayos.

Eventos Relevantes del Mantenimiento

En ciertas épocas del año se observan incendios en las crucetas de madera instaladas en las redes eléctricas de las Islas, para evitar este inconveniente se empezó con el cambio a crucetas metálicas, incrementando así el nivel de aislamiento de la red.

A continuación se presentan los eventos más relevantes ocurridos en el sistema de distribución durante los años 2011 y 2012:

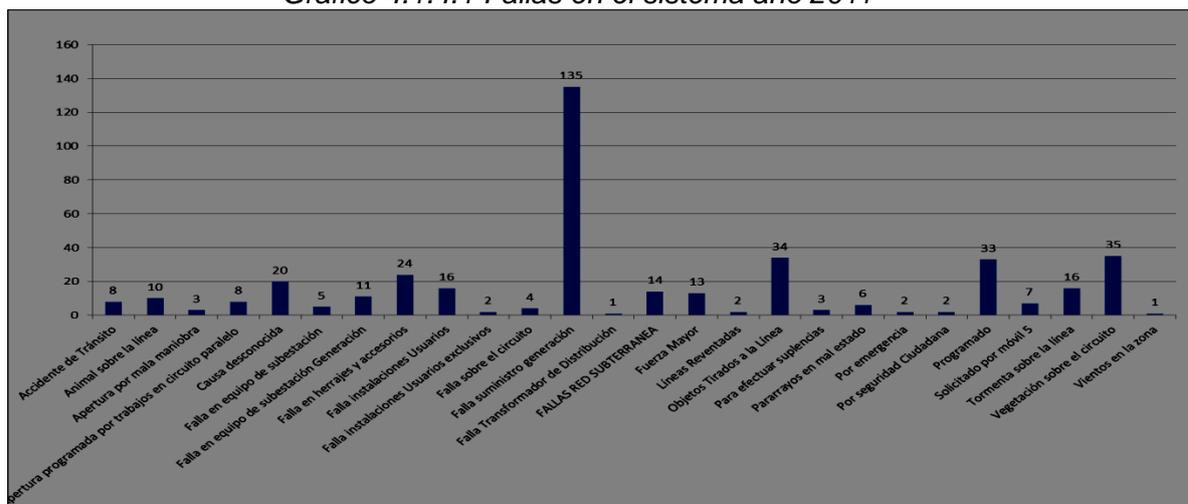
- Mantenimiento a la red de 34.5 kV, entre Punta Evans y el Centro de Control el BIGHT.
- Conexión y puesta en servicio de las nuevas plantas de generación MAN en la Central de Punta Evans.
- Desprendimiento de ramas de las palmas de coco y caída sobre el sistema.
- Cambio de algunos transformadores de distribución (En la mayoría se presentó la cuba dañada).
- Cambio de barrajes en el sistema subterráneo.
- Instalación de reconectores en el circuito aéreo.

En cuanto al manual de operaciones, se usa como norma general la Resolución CREG No. 070 de 1998 y se encontró que la empresa tiene documentado el Procedimiento para la Operación de Subestaciones, cuyo objetivo es mantener, controlar y supervisar los parámetros del sistema de distribución.

En las siguientes gráficas se puede observar los motivos de fallas del sistema eléctrico en los años 2011 y 2012.

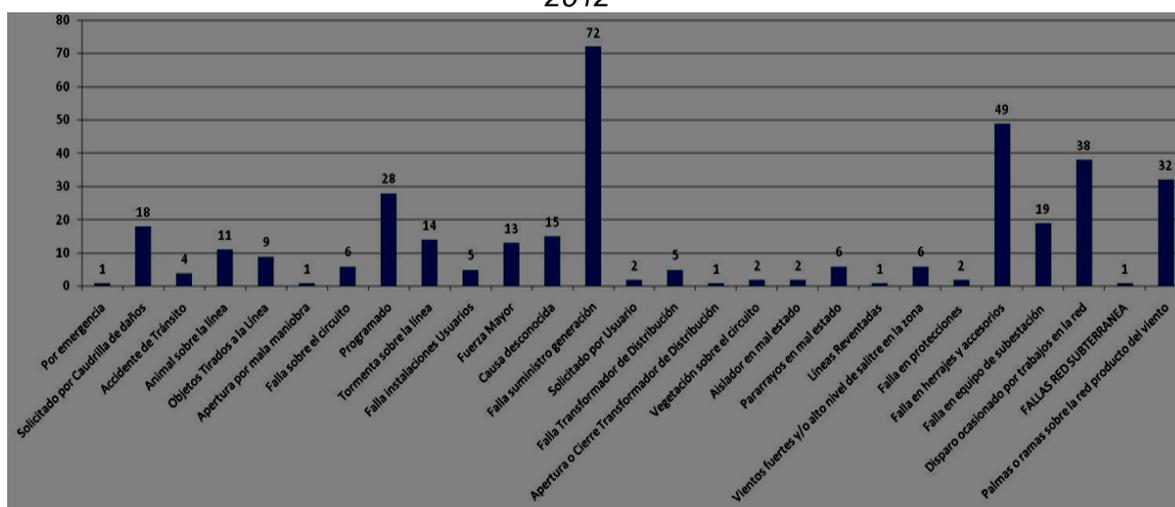
5.1.4. FALLAS EN EL SISTEMA, AÑO 2011 y 2012 SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA

Grafico 4.1.4.1 Fallas en el sistema año 2011



Fuente: SOPESA S.A. E.S.P.

Gráfico 4.1.4.2 Fallas en el sistema
2012



Fuente: SOPESA S.A. E.S.P.

Como se puede observar en el año 2012, el porcentaje de fallas por suministro de generación disminuyó un 46,67% en comparación con el año 2011, al pasar de 135 a 72 fallas por esta causa, uno de los posibles motivos para la disminución en el porcentaje de ocurrencia de esta causal fue la entrada en operación de dos unidades de generación MAN en la isla de San Andrés. Por lo anterior se espera que el porcentaje de ocurrencia de esta causal continúe disminuyendo en el año 2013.

La causal denominada en el año 2011 con el nombre de vegetación sobre el circuito que produjo 35 fallas al sistema, en el año 2012 se compara con la causal con el nombre palmas o ramas sobre la red producto del viento que produjo 32 fallas en el 2012, como se puede evidenciar el número de fallas fue casi igual, situación que permite indicar a la empresa sobre la importancia de mejorar las actividades realizadas de podas de ramas cercanas a las redes, siempre contando con la debida autorización de la autoridad ambiental, la empresa debe tener en cuenta que su sistema eléctrico se encuentra sobre una zona de reserva forestal y de allí la importancia del despeje en forma debida y continua de sus redes.

Llama la atención el aumento del 51.02% en la causal denominada falla en herrajes y accesorios, al pasar de 24 fallas en el año 2011 a 49 fallas en el año 2012, es importante que la empresa examine esta causal de alerta y garantice la ejecución de mantenimientos más frecuentes en estas partes del sistema que en el año 2012 presentó fragilidad. Lo que vuelve a mostrar a la empresa la situación planteada anteriormente sobre la alta salinidad en el medio ambiente de la isla.

Así mismo se observa que la causal denominada disparo ocasionado por trabajos en la red, ocurrió 38 veces en el año 2012, la tercera causal que más veces ocurrió, sin embargo no se puede hacer un comparativo con el año 2011, teniendo en cuenta que en este año no se encontró causal con este nombre o similar.

En cuanto a las pruebas realizadas a los sistemas de servicios auxiliares en las subestaciones del sistema eléctrico, la empresa informó que no se realizaron ejercicios específicos de pruebas, pero se verifica el buen funcionamiento de los equipos (banco de baterías).

A continuación se presentan las causas de reincidencia de fallas en los circuitos

intervenidos en el año 2012:

- La quema de las crucetas, cortacircuitos y pararrayos en toda la isla.
- Desprendimiento de las ramas de las palmas de coco y caída sobre el sistema, aspecto que sucede especialmente en la parte sur de la isla.

En lo que corresponde a los sistemas de servicios auxiliares de las subestaciones, la empresa informó que no realizó ejercicios específicos de pruebas, pero se verificó el buen funcionamiento de los bancos de baterías

La empresa posee las hojas de vida de los transformadores que le pertenecen y se encuentra en proceso de actualización de los transformadores privados, también posee las hojas de vida de los reconectores actualizada en el año 2010, las hojas de vida de los disyuntores se encuentran en elaboración.

El mecanismo utilizado para el manejo de repuestos e insumos requeridos es el formato solicitud de requisición, mediante el cual se solicitan los elementos al almacén y en este sitio manejan el formato de salida.

Dentro de los documentos establecidos por la empresa en el marco del Sistema de Gestión de Calidad, se encuentra el documento donde se define el stock mínimo de repuestos necesarios para la realización de actividades de mantenimiento en las redes, esta Auditoría considera como un logro muy importante para la empresa la elaboración de este documento que en informes anteriores se había recomendado su realización.

Análisis de reincidencia de fallas en circuitos intervenidos durante el periodo.

Como se puede observar en el año 2012, el mayor número de fallas en el sistema de distribución se presenta por falla en el suministro de generación, las cuales disminuyeron notoriamente en relación con el año 2011, así mismo analizándola segunda causa de mayor frecuencia de falla sucede por vegetación sobre la línea, al respecto es importante tener en cuenta que la isla de San Andrés se encuentra localizada en una zona de reserva de biosfera, donde existen fuertes restricciones ambientales sobre la tala de los árboles, sin embargo la empresa debe programar un plan para garantizar la correcta poda de los árboles cercanas a las redes del sistema eléctrico.

5.1.5. CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

La empresa indica que en la Subestación El Bight existen dos transformadores de 25 MVA cada uno que trabajan en paralelo, pero en el caso de necesitarse uno solo de ellos puede cubrir la carga total de la subestación. Por tanto no se requiere un transformador de reserva adicional.

En Punta Evans existen tres (3) transformadores de 25 MVA cada uno, que en la actualidad trabajan en paralelo y uno solo puede cubrir la carga total en caso de ser necesario.

En la subestación de la Central de Generación de Punta EVANS y en la Subestación de School House hay un interruptor de reserva, conectados al barraje de 13.2 kV que en el momento se encuentran abiertos.

5.1.6. ASPECTOS AMBIENTALES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Los permisos vigentes para la ejecución de las actividades propias de la empresa en materia de distribución, fueron otorgados por CORALINA mediante la Resolución N° 322 del 13 de mayo del 2011, que incluye permiso de podas para el mantenimiento de redes.

Los proyectos desarrollados en las redes eléctricas que se ejecutan en las islas son generalmente de muy pequeños y no necesitan licencia ambiental.

5.1.7. CALIDAD DEL SERVICIO

Para el caso de SOPESA las condiciones de calidad del servicio está reglamentado de acuerdo al numeral 2 del anexo 5 del Contrato de Concesión 067 firmado entre la empresa y el Ministerio de Minas y Energía.

Para el caso de SOPESA las condiciones de calidad del servicio está reglamentado de acuerdo al numeral 2 del anexo 5 del Contrato de Concesión 067 firmado entre la empresa y el Ministerio de Minas y Energía, para cada uno de los trimestres de los años 1 a 5 del contrato de concesión y son los siguientes:

Tabla 5.1.7.1 Condiciones de calidad del servicio - interrupciones

DURACIÓN DE INTERRUPCIONES (DES)	HORAS
Trimestre 1 (1 de enero - 31 de Marzo)	11,3
Trimestre 2 (1 de abril - 30 de Junio)	8,2
Trimestre 3 (1 de Julio - 30 de septiembre)	8,2
Trimestre 4 (1 de octubre - 31 de diciembre)	11,3
Total DES años 1 a 5 de la concesión	39

Fuente: SOPESA S.A. E.S.P.

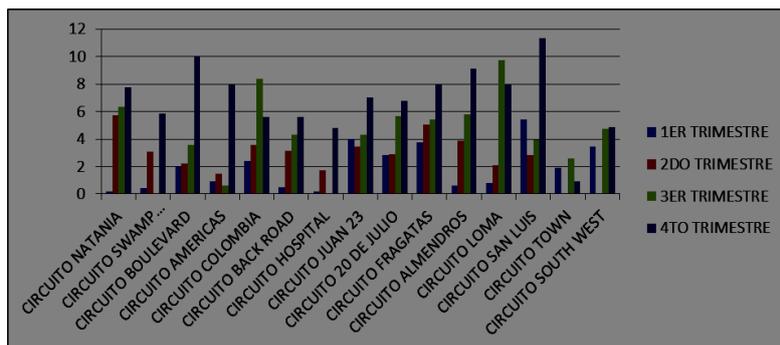
Tabla 5.1.7.2 Condiciones de calidad del servicio - frecuencia

FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES (FES)	#
Trimestre 1 (1 de enero - 31 de Marzo)	17
Trimestre 2 (1 de abril - 30 de Junio)	12
Trimestre 3 (1 de Julio - 30 de septiembre)	12
Trimestre 4 (1 de octubre - 31 de diciembre)	17
Total FES años 1 a 5 de la concesión	58

Fuente: SOPESA S.A. E.S.P.

El número de horas total que estuvieron desconectados los circuitos en el año 2012 fueron: 239.19

Grafico 5.1.7.1 DES en cada Circuito por Trimestre

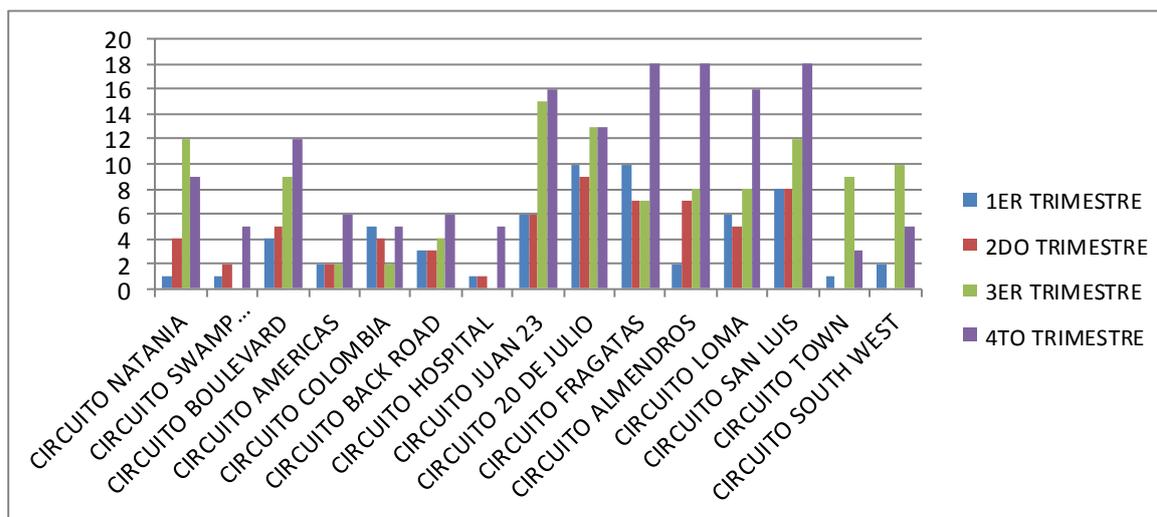


Fuente: SOPESA S.A. E.S.P.

Del anterior cuadro se puede observar que el circuito Natania superó el límite máximo de desconexiones en el segundo trimestre, los circuitos Fragatas, Almendros y San Luis lo superaron en el segundo trimestre, mientras que en el primer y tercer trimestre ningún circuito superó este límite.

En el indicador FES también se observa, al igual que en el indicador DES, que el valor máximo de los circuitos de San Andrés, a excepción del circuito Natania, se obtuvo en el cuarto trimestre, es importante que la empresa realice el estudio de los sucesos ocurridos en este trimestre del año para que pueda contrarrestar sus efectos sobre el sistema eléctrico.

Grafico 5.1.7.2 FES en cada Circuito por Trimestre



Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

La mayoría de los DES y FES del sistema eléctrico se presentan por problemas de generación.

5.1.8. CALIDAD DE LA POTENCIA

Equipos que permiten monitorear la calidad de la potencia

En la Planta de generación de Punta Evans, se instalaron el año 2012 equipos SIEMENS que permiten registrar los valores de la corriente y el voltaje a la salida de los generadores de energía y los tableros de las subestaciones de distribución, así mismo en los transformadores de elevación y en los transformadores ubicados en las

subestaciones de San Andrés y de Providencia se encuentran los equipos PowerLogic ION8600, que permite medir la calidad de la potencia.

Quejas y reclamos de los usuarios en torno a la calidad de la potencia.

A lo largo del año 2012 se presentaron acorde con los registros del área de atención al cliente 24 reclamos relacionados con la calidad de la potencia así:

- 2 reclamos por falla en la prestación del servicio, uno en el mes de septiembre y otro en el mes de octubre.
- 22 reclamos distribuidos a lo largo del año con un pico de 7 reclamos en el mes de septiembre, normalmente son uno o dos por mes.

Se debe considerar que estas 24 peticiones corresponden al 2,4% del total de las presentadas durante el año que alcanzan las 864, como se verá más adelante.

La auditoría tuvo acceso a 12 comunicaciones presentadas por diferentes usuarios sobre daños ocasionados en electrodomésticos, según ellos por fallas en el servicio, en todos los casos les fue dado respuesta a los usuarios indicándoles que de acuerdo con las revisiones técnicas realizadas por la empresa, ésta no era responsable por el daño de los electrodomésticos.

Como se indicó anteriormente la empresa lleva el registro diario de los parámetros de calidad de servicio, los cuales le permiten realizar el seguimiento y análisis estadístico que presentan mensualmente en el informe a la interventoría en el archivo denominado "PROTOCOLO DISTRIBUCIÓN" el cual al ser analizado en el transcurso del año 2012, se observa que están dentro de los parámetros establecidos en el Contrato de Concesión 067 y dentro de los parámetros establecidos por la normatividad.

Realización de acciones correctivas para mejorar la calidad de la potencia.

La empresa con el fin de mejorar la calidad de potencia utiliza la corrección automática de los circuitos, así mismo realiza ajustes en los circuitos cambiando usuarios de un circuito a otro.

La empresa no cuenta con estudios elaborados para mejorar la calidad de la potencia, sin embargo es importante detallar que la calidad de la potencia que la empresa presta a sus usuarios está dentro de los estándares establecidos por la normatividad.

5.1.9. PAGO DE COMPENSACIONES

De acuerdo con el Contrato de Concesión firmado entre el Ministerio de Minas y Energía y SOPESA S.A. E.S.P., la empresa no debe pagar compensación a los usuarios.

5.1.10. CUMPLIMIENTO AL RETIE.

En cuanto a las directrices internas que exijan el cumplimiento del reglamento RETIE, se indicó por parte de la empresa que tal información fue incluida en el contrato de condiciones uniformes, en el listado de requisitos que entrega la empresa a los usuarios y en la cartilla institucional y de seguridad Brinky.

Los proyectos energizados en el año 2012, en San Andrés y Providencia, fueron los siguientes:

- Casa de Sound Bay, propiedad de la señora Patricia Caicedo. Energizado el 15 de marzo, no necesita certificado RETIE, presenta declaración del constructor.
- Ampliación de las redes internas Inpesca, energizadas el 15 de marzo de 2012. No tiene certificado RETIE.
- Mercamás del Caribe, energizado el 15 de abril de 2012, tiene certificado del RETIE.
- Lavandería del Toné, energizado el 25 de abril de 2012, tiene los certificados RETIE.
- Ferretería Apolo energizado el 18 de mayo del 2012, tiene los certificados RETIE.
- Estadio de Béisbol Infantil. Energizado el 26 de junio de 2012 no tiene certificado.
- Vitrina Turística propiedad de la Gobernación. Energizado 25 de agosto de 2012, tiene los certificados RETIE.

De acuerdo con la información presentada por la empresa sobre los proyectos energizados en el año 2012 y de acuerdo con los certificados RETIE presentados por la empresa en la visita de auditoría del mes de noviembre del 2012, se encontró que cinco (5) de los siete (7) proyectos indicados por la empresa tuvieron el certificado, lo que permite indicar que el 71.42% de los proyectos tuvieron su respectivo certificado.

5.1.11. OTROS ASPECTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Calidad en construcción

La empresa desarrollo el documento Manual y Procedimiento de Interventoría y Supervisión de Contratos u Órdenes de Trabajo, el cual permite determinar un procedimiento claro sobre las acciones y procedimientos a seguir en el desarrollo de las obras contratadas con terceros.

Es importante que la empresa realice las actividades de socialización de este documento entre todos los trabajadores del área, con el fin de lograr su correcta aplicación.

Seguridad de redes

La empresa cuenta con la línea de atención de emergencias en San Andrés, las llamadas se registran en un formato denominado "Reportes telefónicos sistema de distribución de San Andrés y Providencia" en el Centro de Control de San Andrés, en cuyo sitio se encuentra disponible las 24 horas un grupo de personas para atender las fallas reportadas, la empresa desarrollo el documento denominado: "Procedimiento para el Mantenimiento correctivo al sistema de distribución (Atención de Contingencias), cuyo objetivo es atender y resolver en el menor tiempo posible los imprevistos que se presenten en el sistema de distribución, es importante el proceso de socialización entre todos los funcionarios del área para garantizar su correcta utilización.

En cuanto a la planilla denominada "Reportes telefónicos sistema de distribución de San Andrés y Providencia" se encontró que el formato presenta un campo donde se debe determinar la hora de finalización del evento y se observa la falta de su diligenciamiento en algunos de los formatos, es importante que se diligencia también este campo, teniendo en cuenta que permitiría a la empresa determinar la duración del daño y el tiempo que se demora en atender la situación reportada y permitiría calcular entre otros, los indicadores del tiempo de respuesta a las emergencias.

Alumbrado público

El sistema de alumbrado público, lo maneja la Gobernación con un socio estratégico, la sociedad ENDESAI, SOPESA ha realizado convenios con esta sociedad para cobro y recaudo del impuesto de alumbrado público a los usuarios y el pago de la energía consumida, la cual se calcula de acuerdo con el inventario de las luminarias instaladas y las 12 horas de servicio.

Por lo tanto es importante que SOPESA S.A. E.S.P. tome las medidas necesarias para que ENDESAI realice el mantenimiento adecuado al sistema de alumbrado público y el cambio de las fotoceldas que se encuentran defectuosas y permitan apagar todas las luminarias en las horas del día.

Todo el sistema de luminarias de San Andrés se encuentra en sodio, y en muy pocos casos no disponían de su respectivo sistema de apagado y encendido automático por fotocelda.

5.2 ÁREA TÉCNICA Y OPERATIVA DE GENERACIÓN

5.2.1. PARQUE DE GENERACIÓN DIESEL

La generación de energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina es realizada a través de unidades de generación con combustible diesel marino.

La Isla de San Andrés cuenta con una capacidad instalada total de 64990 kW, mientras que la Isla de Providencia cuenta con una capacidad instalada de 4300 Kw, operando todas las unidades de generación a partir del mencionado combustible.

Para la renovación del parque de generación, en octubre del 2012, entraron en operación las dos unidades de 14300 kW correspondientes a la Planta 3 de la Isla de San Andrés, a través de las cuales, según lo informado por el AEGR, se garantiza la confiabilidad del servicio, ya que las mencionadas plantas pasan a ser la base del servicio, pasando las unidades Mirrless Blackstone 1 y 2 (MB1 y MB2), cada una de 9600 Kw, a operar como respaldo.

Tabla 5.2.1 Indisponibilidad histórica de las plantas

UNIDAD	FECHA SALIDA	TIEMPO (DIAS)
Mirrless Blackstone # 2	14/09/2006 al 15/12/2006	91
Mirrless Blackstone # 2	03/08/2007 al 13/12/2007	130
Mirrless Blackstone # 1	29/01/2009 al 17/09/2009	268
Mirrless Blackstone # 2	22/11/2010 al 03/05/2011	161
Mirrless Blackstone # 1	03/07/2012 al 17/09/2012	77

Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

La diferencia que presenta el año 2012 con respecto al año 2011, es que en el año anterior indisponibilidad histórica no se presentó; la indisponibilidad de la unidad Mirrless Blackstone # 1, ocurrida entre julio y septiembre de 2012 con una duración de 77 días.

Costo del AOM discriminado realizado en el año de estudio y comparación con el año anterior.

Tabla 5.2.2 Costos de Generación

GENERACIÓN	2011		2012		% Variación
OPERACIÓN	\$10.929.780,00	11%	\$12.163.826,00	11%	11%
MANTENIMIENTO	\$9.280.194,00	9%	\$8.337.683,00	8%	-10%
COMBUSTIBLE	\$78.568.000,00	80%	\$87.325.000,00	81%	11%
Totales	\$98.777.974,00	100%	\$107.826.509,00	100%	

Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

Se observa que la distribución por rubros se conserva en la práctica entre un año y otro, a pesar de encontrarse diferencias en la distribución de los incrementos de cada uno.

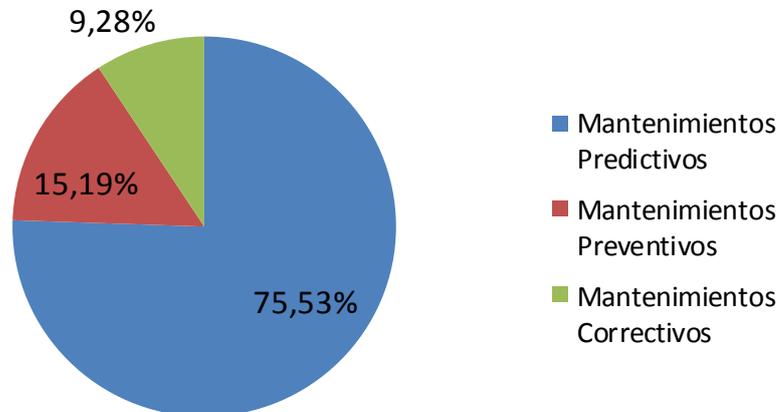
A continuación se muestran los porcentajes de ejecución de los diferentes mantenimientos, de acuerdo con el tipo de mantenimiento realizado:

Tabla 5.2.3 Porcentaje ejecución mantenimientos

Clase de Mantenimiento	Total Año 2012	Porcentaje
Mantenimientos Predictivos	537	75,53%
Mantenimientos Preventivos	108	15,19%
Mantenimientos Correctivos	66	9,28%
Total Trabajos	711	100,00%

Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

Grafico 5.2.1 Porcentaje de ejecución de mantenimientos



Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

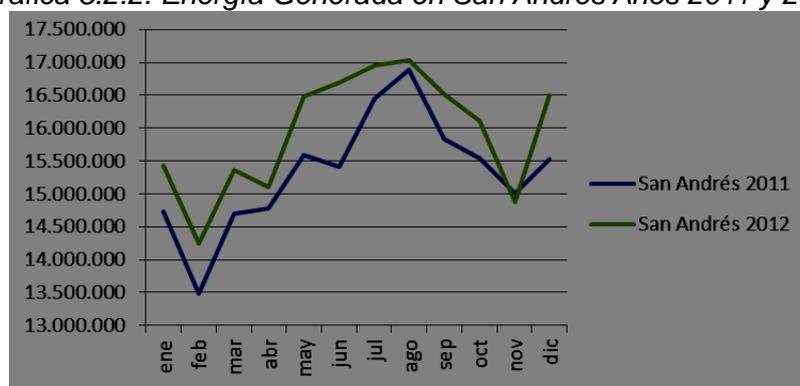
Las unidades que mayor número de mantenimientos presentaron en el año 2012 fueron las MB1 y MB2, con 108 y 117 respectivamente, siendo la MB2 la que más presentó actividades de mantenimiento correctivo. Lo anterior se presenta teniendo en cuenta que en años anteriores y hasta septiembre de 2012, estas fueron las unidades base para la generación de energía eléctrica en San Andrés.

La empresa informó que los ingenieros encargados de los grupos de generación viajan cada 15 días en forma intercalada a Providencia para poder verificar el estado de las

plantas, sin embargo no se encontró evidencia de esta situación.

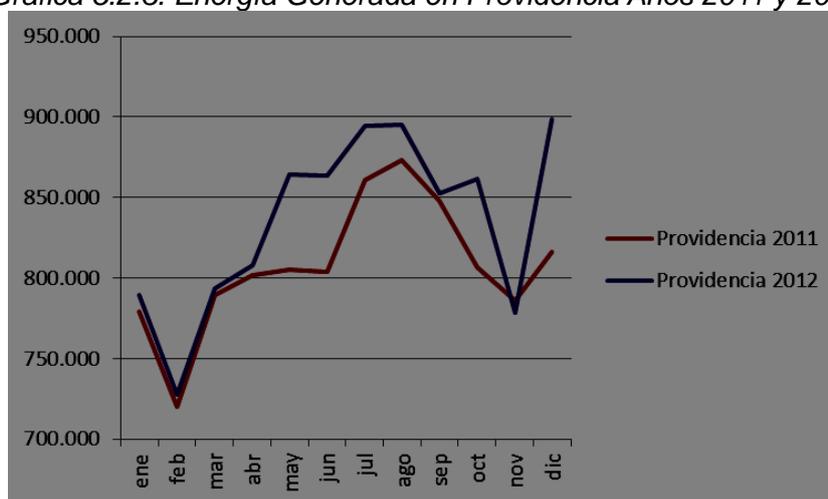
GENERACIÓN DE ENERGÍA

Grafica 5.2.2. Energía Generada en San Andrés Años 2011 y 2012



Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

Grafica 5.2.3. Energía Generada en Providencia Años 2011 y 2012



Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

Se observó que la empresa manejó los registros mensuales de energía generada y el registro mensual de consumo de combustible, los cuales entre otros datos, hacen parte del cuadro denominado “Protocolo de seguimiento a las actividades de generación de la concesión ASE – año 1”, mes a mes son presentados en los informes al interventor.

La empresa remitió copia de las mediciones y seguimiento a la calidad del voltaje que entrega a las redes de distribución del periodo comprendido entre septiembre y noviembre del año 2012 y la medición de frecuencia del mes de diciembre de 2012, a continuación se presenta la representación gráfica de un periodo de medición:

Eventos relevantes del sistema de Generación

En lo que se refiere a la operación del sistema los eventos más relevantes ocurridos durante el 2012 fueron:

- Entrada en operación de las unidades MAN el día 15 de octubre de 2012,

motivo por el cual el día 7 de octubre de 2012, la empresa mediante comunicado de prensa informó a la comunidad de San Andrés sobre el corte de energía que se realizaría en San Andrés desde las 7 A.M. hasta las 4 P.M. para realizar la interconexión de estas unidades con el parque de generación existente.

- La quema del generador eléctrico MB1.

De acuerdo con lo indicado por la persona encargada del mantenimiento mecánico en la visita de auditoría de noviembre de 2012, semanalmente se hacen pruebas a las plantas y los equipos que conforman los sistema auxiliares de la central de generación Punta Evans, sin embargo esta Auditoría no tiene evidencia al respecto.

Respecto del mantenimiento de cada una de las unidades de generación que integran el parque térmico, de acuerdo con lo informado por la Empresa y por el AEGR, en el 2012, se cumplió de manera estricta con el mantenimiento programado, ejecutándose en un 100%

5.2.2. COMPRA DE COMBUSTIBLES

La empresa tiene firmado contrato para el suministro de combustible para la generación de energía, tanto en San Andrés como en Providencia, con la empresa Chevron Petroleum Company, el cual tiene vigencia hasta el 1° de mayo de 2016, así mismo contó con el contrato de transporte de combustible hasta la Isla de Providencia con la empresa Howard Brothers Ltda.

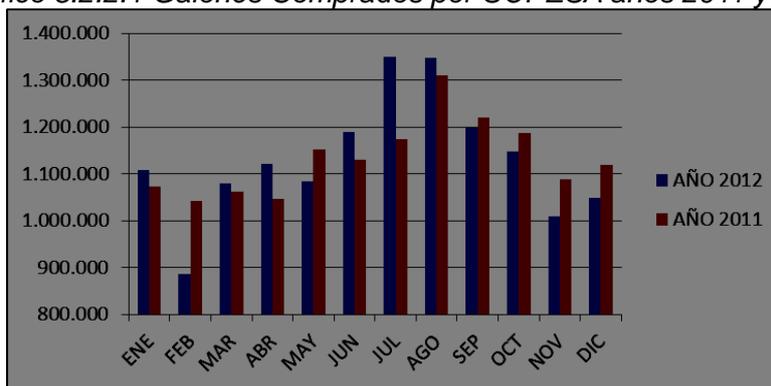
A continuación se presenta la relación de galones de combustible comprados para San Andrés y Providencia en el año 2012.

Tabla 5.2.2.1 Galones de combustible comprados

MES	GALONES COMPRADOS SAN ANDRÉS	GALONES COMPRADOS PROVIDENCIA	TOTAL
ENERO	1.049.000	60.000	1.109.000
FEBRERO	823.000	64.000	887.000
MARZO	1.028.000	51.000	1.079.000
ABRIL	1.068.000	54.000	1.122.000
MAYO	1.011.000	72.000	1.083.000
JUNIO	1.129.000	60.000	1.189.000
JULIO	1.287.000	63.000	1.350.000
AGOSTO	1.269.000	78.000	1.347.000
SEPTIEMBRE	1.136.000	63.000	1.199.000
OCTUBRE	1.083.000	64.000	1.147.000
NOVIEMBRE	935.000	74.996	1.009.996
DICIEMBRE	988.000	60.002	1.048.002
TOTAL			13.569.998

Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

Grafico 5.2.2.1 Galones Comprados por SOPESA años 2011 y 2012



Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

A continuación se presenta la relación del combustible consumido en los años 2011 y 2012

Tabla 5.2.2.2 Combustible consumido años 2011 y 2012

Mes	COMBUSTIBLE CONSUMIDO 2011 (Gal)		COMBUSTIBLE CONSUMIDO 2012 (Gal)	
	SAN ANDRÉS	PROVIDENCIA	SAN ANDRÉS	PROVIDENCIA
ene	1.039.727,00	60.428	1.037.768	58.293
feb	947.979,00	54.679	956.305	55.452
mar	1.023.721,00	60.260	1.032.299	60.380
abr	1.032.716,00	60.877	1.013.082	60.437
may	1.084.587,00	60.924	1.104.560	64.673
jun	1.073.026,00	60.530	1.127.830	66.143
jul	1.146.444,00	65.860	1.178.477	67.233
ago	1.177.682,00	64.737	1.185.875	67.722
sep	1.102.434,00	63.901	1.150.593	66.228
oct	1.055.844,00	61.679	1.069.626	66.325
nov	1.014.552,00	59.568	907.068	59.198
dic	1.046.709,00	61.714	1.002.688	67.483

Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

5.2.3. PROYECTOS DE EXPANSIÓN Y/U OPTIMIZACIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN

Para la renovación del parque de generación, tal como se indicó, en octubre del 2012, entraron en operación las dos unidades de 14300 kW correspondientes a la Planta 3 de la Isla de San Andrés, a través de las cuales, según lo informado por el AEGR, se garantiza la confiabilidad del servicio, ya que las mencionadas plantas pasan a ser la base del servicio, pasando las unidades Mirrless Blackstone 1 y 2 (MB1 y MB2) a operar como respaldo.

De igual manera, como parte del plan de inversiones suscrito a través del contrato de concesión y como alternativa de generación de energía requerida para reducir costos de generación, se adelantó la construcción instalación, operación y mantenimiento, de una planta de manejo de basuras, con aprovechamiento energético mediante una

unidad de generación de 1 MW, con la cual se generan cerca de 4 GWh a partir de la incineración de cerca de 80 toneladas diarias de residuos sólidos almacenados en el relleno sanitario Magic Garden.

Por otra parte se adelanta la parte preliminar, de la realización del proyecto de diseño, construcción, instalación y puesta en servicio, operación y mantenimiento de un parque de generación eólica sobre el costado sur de la Isla de San Andrés, con una capacidad instalada de 7,5 kW. Este proyecto se inició en agosto de 2010. A final del 2012, el proyecto se encontraba en la etapa de estudio y análisis de información, a la vez que se encontraba pendiente el desarrollo de la Consulta Previa que debe realizarse con la comunidad.

6. ASPECTOS COMERCIALES

6.1. NÚMERO DE SUSCRIPTORES

A diciembre de 2012, el área atendida por SOPESA S.A. E.S.P., cuenta con 18939 usuarios. En Anexo al presente documento, se presenta la distribución de los mencionados usuarios por tipo de estrato y tipo de servicio, para cada uno de los meses del año.

La mayor cantidad de usuarios del servicio público de energía eléctrica, se encuentra en el sector residencial estrato 2, con 6267 usuarios, es decir un 33,1% del total de usuarios, seguido del sector residencial estrato 3, con 4805 usuarios, es decir un 25,4% del total.

En general durante el 2012, se presentó un crecimiento de un 1,82%, superior a la tasa de crecimiento poblacional del Departamento (0,84%, según la proyección poblacional del DANE).

De 2011 a 2012, se destacan los siguientes aspectos:

- El número total de usuarios se incrementó en un 2,41% al pasar de 18493 a 18939
- El sector de mayor crecimiento en cuanto a número de usuarios, corresponde al comercial con un incremento en un 2,41% al pasar de 2166 a 2430.
- Respecto del sector residencial, el estrato 2, en cuanto a número de usuarios, presentó un incremento en un 1,3% al pasar de 6186 a 6267.

6.2. USUARIOS ESPECIALES SECTOR RESIDENCIAL, ESTRATOS 1, 2 3 y 4

Se destaca la existencia de usuarios especiales en las categorías residencial 1, residencial 2, residencial 3 y residencial 4, los cuales, según lo informado por la Empresa presentan alguna actividad económica en su vivienda.

En relación con lo anterior, se planteará que la SSPD realice un requerimiento a SOPESA S.A. E.S.P. con el propósito de verificar que para esta categorización de usuarios la Empresa haya considerado lo establecido en el artículo 18° de la Resolución CREG 108 de 1997, en los siguientes términos:

“...Artículo 18°. Modalidades del servicio. Sin perjuicio de las normas sobre subsidios y contribuciones, los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y

gas combustible por red de ductos, serán prestados bajo la modalidad residencial o no residencial. el residencial es aquel que se presta directamente a los hogares o núcleos familiares, incluyendo las áreas comunes de los conjuntos habitacionales. El servicio no residencial es el que se presta para otros fines.

Parágrafo 1º. Para efectos del servicio de energía eléctrica, podrán considerarse como residenciales los pequeños establecimientos comerciales o industriales conexos a los apartamentos o casas de habitación, cuya carga instalada sea igual o inferior a tres (3) kilovatios, si el inmueble esté destinado, en más de un 50% de su extensión, a fines residenciales...”

6.3. PÉRDIDAS EN NIVELES II y I

Pérdidas en Nivel II

A continuación se presentan los valores de pérdidas mes por mes correspondientes al nivel de tensión II, durante el 2012.

Tabla 6.3.1 Perdidas nivel de tensión II

Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Contrato	10%	10%	10%	10%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
% Pérdidas	12,30%	10,90%	12,50%	12,90%	13,20%	12,80%	13,30%	13,50%	12,40%	13,00%	12,00%	13,40%

Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

A continuación se presentan los valores de pérdidas mes por mes correspondientes al nivel de tensión I, durante el 2012

Tabla 6.3.2 Perdidas nivel de tensión I

Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Contrato	20%	20%	20%	20%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
% Pérdidas	28,20%	28,00%	28,20%	28,80%	28,50%	27,60%	29,20%	28,70%	26,90%	27,90%	27,10%	28,80%

Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

Observaciones respecto de los valores de pérdidas

Tal como se observa, para el nivel de tensión I, el contrato de concesión previó un valor de pérdidas de 20% para el período enero – abril y de 18% para el período mayo – diciembre; en ningún caso se cumplió con estos valores previstos.

Tal como se observa, para el nivel de tensión II, el contrato de concesión previó un valor de pérdidas de 10% para el período enero – abril y de 8% para el período mayo – diciembre; en ningún caso se cumplió con estos valores previstos.

Actividades de la Empresa, para reducción de pérdidas

Según el plan de inversiones formulado a través del Contrato de Concesión, La Empresa debe desarrollar un programa de reducción de pérdidas y se ha presentado el plan preliminar correspondiente, el cual de acuerdo con lo informado por el AEGR, carece de acciones de seguimiento y control de indicadores.

La Empresa aplica las siguientes estrategias como parte de la gestión de mejoramiento de niveles de pérdidas:

- Normalización en barrios subnormales
- Instalación de cajas para derivación de acometidas y de conectores bimetálicos

- Cambio de medidores en mal estado
- Cambio de acometidas domiciliarias en mal estado
- Instalación de macromedidores en usuarios con altos consumos
- Sustitución y adecuación de sistemas obsoletos de medida

Las actividades de mayor impacto para la disminución de pérdidas fueron la instalación de medición individual, así como el seguimiento y control de los grandes hoteles en la isla de San Andrés

6.4. FACTURACIÓN

Respecto de facturación en el 2012, de un valor total de \$ 53.782, 2 millones, el 71% corresponde a sectores no residenciales, mientras que el 29% corresponde al sector residencial.

Se destaca que los sectores comercial e industrial contribuyen en la facturación con un 34% y un 26%, respectivamente. Respecto del sector residencial, un 33% corresponde a estrato 3, lo cual representa sólo un 10% de la facturación total.

6.5. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

Atención al usuario

En la Oficina de atención de San Andrés, se atienden reclamos facturación, solicitudes de servicio, solicitudes de reconexión, procesos de cartera. No obstante el sistema de información, "Supernova", no se encuentra operando según requerimientos de reporte a la SSPD, por lo cual los usuarios deben diligenciar varias veces la información. La Empresa se encuentra en el trámite de migración hacia otro sistema comercial con el cual se espera contar con un mejor control y seguimiento.

La Oficina de atención de Providencia atiende lo relacionado con el área comercial, pero los casos considerados como especiales se trasladan a la oficina de San Andrés.

Nivel de satisfacción del usuario

Si bien no se cuenta en la Empresa con un sistema desarrollado para medir la atención al cliente por parte del prestador, a partir de la encuesta diseñada por la SSPD, según lo informado por el AEGR, se cuenta con la información para la medición del nivel de satisfacción del usuario, según lo cual, dicho nivel en el 2011 se ubicó en un 48,6%, cuando en el 2010 dicho nivel había sido de un 70,5%.

A octubre de 2012, la Empresa no había realizado la encuesta correspondiente para determinar el Nivel de Satisfacción del Usuario

6.6. PETICIONES, QUEJAS Y RECLAMOS

A continuación se presenta una relación sobre la cantidad y tipos de peticiones, quejas y recursos interpuestos por los usuarios ante la Empresa, durante el 2012:

Tabla 6.6. Peticiones quejas y reclamos

Concepto PQR	N° de PQR	Porcentaje
Aforo	8	1%
Alto consumo	313	36%
Cobro Múltiple	10	1%
Entrega factura	2	0%
Error lectura	63	7%
Falla servicio	2	0%
Otros cargos	18	2%
Calidad del servicio	22	3%
Cobros por promedio	111	13%
Cuenta cruzada	5	1%
Pago sin abono	35	4%
Solidaridad	4	0%
Otras	271	31%
Total	864	100%

Fuente: SOPESA S.A. E.S.P.

De la tabla anterior, se destaca que el mayor número de peticiones está asociado con: a) el concepto del “alto consumo”, con 313 casos presentados (36%), b) el concepto de “otras inconformidades” con 271 casos presentados (31%) y c) el concepto de “cobros por promedio” con 111 casos presentados (13%).

En cuanto al trámite de las PQR’S durante el 2012, de acuerdo con lo informado por el AEGR, se resolvieron por parte del AEGR, el 94% de las peticiones presentadas por los usuarios; un 48% de las peticiones fueron consideradas como no procedentes, un 45% de las peticiones fueron consideradas como procedentes y durante el segundo semestre permanecieron sin respuesta un 6% de los casos.

6.7. CONTRATO DE CONDICIONES UNIFORMES

De acuerdo con lo establecido a través de la Resolución CREG 108 de 1997 (artículo 7°), en relación con el contenido mínimo del Contrato de Condiciones Uniformes, se observa que el documento correspondiente a SOPESA S.A. E.S.P. reportado en el Sistema de Información SUI, carece de la siguiente información:

-Niveles de calidad y continuidad con que prestará el servicio a sus suscriptores o usuarios.

-Transcripción del texto de las normas legales que establecen la responsabilidad de la empresa por falla en la prestación del servicio.

-Casos en los cuales se requiere el consentimiento de terceras personas a las cuales se preste el servicio en virtud del contrato, cuando este pretenda modificarse, suspenderse o terminarse.

-Medidas que faciliten razonablemente a la empresa y al suscriptor o usuario verificar la ejecución o el cumplimiento del contrato.

7. CONCLUSIONES

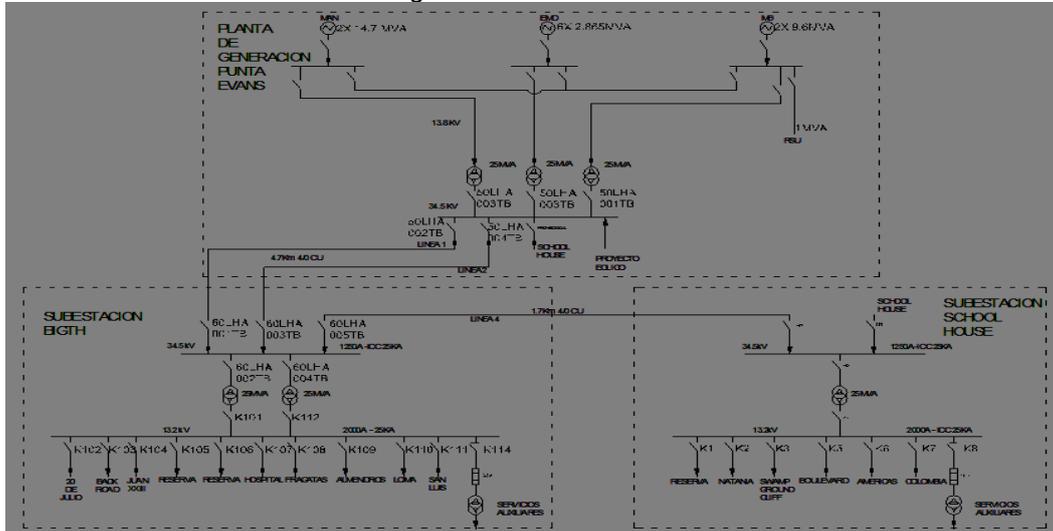
- Seguir los Lineamientos del decreto 187 de 1.975 y demás normatividad de la SSPD en cuanto a la Provisión de Cartera ya que esta es parte fundamental para determinar la realidad económica y Financiera de la Empresa, y así no estaríamos haciendo falsas expectativas de una cartera que si bien es cierta tendría muy poca probabilidad de ser recuperada.

- Tener en cuenta que para castigarla cartera es necesario ser previamente aprobada por la Junta Directiva o Asamblea de accionistas.
- Es importante crear y poner en práctica las Políticas de Recuperación de Cartera, elemento fundamental en la liquidez y dinámica de las finanzas del ente operador.

ANEXOS

La información correspondiente a las subestaciones se muestra a continuación:

Gráfico 1. Diagrama Unifilar de San Andrés Islas



Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

Tabla 1. Subestaciones y transformadores de potencia

SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE POTENCIA					
NOMBRE	NIVEL DE TENSION (KV)	NO. DE TRANSFORMADORES Y CAPACIDAD (MVA)	CONFIGURACION	UBICACION (DIRECCION)	DESCRIPCION EQUIPOS DE MEDICION CALIDAD DE POTENCIA
Subestación Punta Evans	13.8 / 34.5 kV	3 x 25 MVA	Ynd ₁₁	Pta. Evans San Andrés	PowerLogic ION8600
Subestación El Bight	34.5 / 13.2 kV	2 x 25 MVA	Ynd ₁₁	Hooker Bight, San Andrés	PowerLogic ION8600
Subestación School House	34.5 / 13.2 kV	1 x 25 MVA	Dyn5	School House, San Andrés	PowerLogic ION8600
Subestación Bahía Garrett	4.16/13.2	1 x 1.0 MVA	Ynd ₁₁	Bahía Garrett Providencia	PowerLogic ION8600
	4.16/13.2	1 x 2.0 MVA	Ynd ₁		PowerLogic ION8600
	4.16/13.2	1 x 1.875 MVA	Yny ₀		PowerLogic ION8600
	0.462/13.2	1 x 1.0 MVA	Dyn5		PowerLogic ION8600

Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

Las cantidades existentes de redes de distribución y transformadores en los años 2011 y 2012 se observan en las siguientes tablas. Los cambios son mínimos, teniendo en cuenta el leve aumento de la demanda en las islas, debido a las restricciones poblacionales y ambientales:

Tabla 2. Redes de distribución y transformadores

ÍTEM	CIRCUITO	RED M. T. (KM)		RED B. T. (KM)		TRANSFORMADOR		APOYOS		
		Aérea	Subterránea	Aérea	Subterránea	CANT	KVA	14 m	12 m	8 m
1	SARIE BAY	11,10		12,88		62	3598	76	125	241
2	CIRCUNVALAR	16,67		10,1		62	1821,5	10	252	212
3	20 DE JULIO	4,7		5,22		69	3175		99	92
4	JUAN 23	4,9		5,23		31	2060		92	78
5	BACK ROAD	5,13		2,83		14	775	20	25	33

ÍTEM	CIRCUITO	RED M. T. (KM)		RED B. T. (KM)		TRANSFORMADOR		APOYOS		
		Aérea	Subte-rránea	Aérea	Subte-rránea	CANT	KVA	14 m	12 m	8 m
6	ALMENDROS (3)	5,5	0,85	5,1	1,11	57	4444,5	22	88	73
7	FRAGATAS	7,55		3,8		63	3860		63	62
8	LOMA	15,35		15,85		48	3210		260	222
9	SAN LUIS	14,3		18,19		67	3344,5		245	358
10	NATANIA	10,99		16,26		53	3735		175	350
11	SWAMP GROUND	1,95		1,3		10	550		20	35
12	BOULEVARD	10,36	0,33	8,07		61	3520	10	125	263
13	COLOMBIA (1)	1,22	3,1	0,65	2,3	19	1980		5	14
14	AMERICA (2)	1,3	2	0,76	1,02	7	1025		15	18
15	TOWN (4)	9,26	0,3	9		34	1560	2	127	174
16	SOUTH WEST	8,4		11,32		53	2308		142	245
TOTAL		128,68	6,58	126,57	4,43	710	40966,5	140	1858	2470

Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

Tabla 3. Circuitos y transformadores San Andrés y Providencia (2012)

ÍTEM	CIRCUITO	RED M. T. (KM)		RED B. T. (KM)		TRANSFORMADOR		APOYOS		
		Aérea	Subte-rránea	Aérea	Subte-rránea	CANT	KVA	14 m	12 m	8 m
1	SARIE BAY	11,00	0,43	12,88		83	7062,5	81	94	241
2	CIRCUNVALAR	17,3		10,1		79	4625		283	212
3	20 DE JULIO	4,7		5,22		54	4952,5		105	108
4	JUAN 23	4,9		5,23		49	4435	2	92	229
5	BACK ROAD	5,13		5		14	1432,5	35	25	227
6	ALMENDROS	4,56	0,936	5,1	1,11	47	9155	54	73	101
7	FRAGATAS	7,55		3,8		51	8672,5	7	64	15
8	LOMA	17,35		15,85		58	4040		260	324
9	SAN LUIS	12,3		17,98		64	5270		245	358
10	NATANIA	10,99		21,1		64	4547,5		203	449
11	SWAMP GROUND	1,95		1,3		5	945		7	19
12	BOULEVARD	10,36	0,33	8,07		34	3240	10	125	88
13	COLOMBIA	1,22	3,1	0,65	2,3	35	5415		5	11
14	AMERICA	1,3	2	0,76	1,02	20	3152,5		16	
15	TOWN (1)	9,26	0,3	9		44	2310	2	127	174
16	SOUTH WEST	8,4		11,32		66	2867,5		142	245
TOTAL		128,27	7,10	133,37	4,43	767	72122,5	191	1866	2801

Fuente: SOPESA S.A E.S.P.

(1) RED SUBMARINA

Todos los circuitos tienen equipos para medición de la calidad de potencia, instalado en las subestaciones.

No existen equipos de compensación de reactiva en los circuitos.

Los transformadores son públicos y privados