

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
INTERCONEXION ELECTRICA S.A. E.S.P.**



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, agosto de 2013**

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
INTERCONEXION ELECTRICA S.A. E.S.P.**

ANALISIS AÑO 2012

1. DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1967 para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$28.769.750.011 y tiene su sede principal en la ciudad de Medellín. Su última actualización en RUPS fue el día 6 de Marzo de 2013.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad Anónima (S.A.)
Razón	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
Sigla	Isa S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	Luis Fernando Alarcon Mantilla

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$5.435.292.724.726	\$5.450.222.213.827	-0,27%
Activo Corriente	\$404.715.765.849	\$405.578.364.433	-0,21%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$2.282.995.725.199	\$2.296.492.225.935	-0,59%
Inversiones	\$147.659.195.089	\$131.834.298.481	12,00%
Pasivo	\$1.640.309.342.059	\$1.713.212.572.323	-4,26%
Pasivo Corriente	\$258.204.906.196	\$405.559.364.926	-36,33%
Obligaciones Financieras	\$102.230.113.672	\$100.008.565.892	2,22%
Patrimonio	\$3.794.983.382.667	\$3.737.009.641.504	1,55%
Capital Suscrito y Pagado	\$28.769.750.011	\$28.838.111.527	-0,24%

Fuente: SUI

Los Activos de la empresa para el año 2012 fueron de \$5.435.293 millones, en los cuales se evidencia una disminución de \$14.929 millones con respecto al año anterior, debido a la variación en la cuenta de deudores; esta presenta un decrecimiento de 45,79% descendiendo a \$106.022 millones, como consecuencia de la reducción en la cuenta de clientes de servicio de energía en \$72.627 millones, la cual corresponde en su mayoría a empresas del sector eléctrico a las que la compañía presta servicios de uso y conexión al Sistema de Transmisión Nacional; esta variación es resultado de la aplicación de la Resolución CREG 157 de 2011, que establece nuevos vencimientos de la facturación por el servicio prestado del STN.

Los otros Activos disminuyeron \$13.510 millones con respecto a 2011, como consecuencia del decrecimiento en la cuenta de cargos diferidos, principalmente por impuesto en \$7.748 millones.

En cuanto a la propiedad planta y equipo presentó un decrecimiento de \$13.497 millones, como consecuencia de la reducción de \$1.801 millones en plantas, ductos y túneles. Se registra incremento en las construcciones en curso de redes, líneas y cables por \$90.430 millones, estas incluyen los proyectos de la Subestaciones el Bosque 220KV, Sogamoso 500 KV y las líneas de transmisión asociadas; Remodelación de la Sede ISA Medellín y el proyecto de renovación de equipos de alta tensión

Por otra parte el efectivo aumentó \$63.407 millones, ascendiendo a \$97.493 millones, como resultado del crecimiento en la cuenta de bancos y corporaciones en \$63.092 millones, principalmente en cuentas de ahorro. Esta variación es provocada por el cambio en plazos del recaudo del servicio de uso del STN, al igual que el pago anticipado realizado por parte de Internexa del Acuerdo de disponibilidad y por el reintegro del valor de los estudios del proyecto de Autopistas de las Montaña por parte de la Agencia Nacional de Infraestructura.

Las inversiones registran un incremento de \$15.825 millones, debido al crecimiento de 43,61% evidenciado en las inversiones en administración de liquidez en renta variable en derechos en fondos de valores y fiducias de inversión, las cuales ascienden a \$107.486 millones en 2012. Estas incluyen CDTs, bonos, títulos privados, TES invertidos a través del portafolio de la fiducia de inversión del fondo de retención de riesgos administrado por Fiducolombia S.A. e inversiones en Time Deposit.

El Activo Corriente corresponde al 7,45% de los Activos Totales de la Empresa, el cual presentó una disminución del 0,21% con respecto al 2011, pasando de \$405.578 millones en 2011 a \$404.716 millones en 2012, compuesto por inversiones de \$137.791 millones; seguido por efectivo por \$97.493 y deudores por \$96.333 millones.

En cuanto a los Pasivos, disminuyeron un 4,26%, ubicándose en \$1.640.309 millones en 2012, variación provocada en su mayoría por la reducción en las cuentas por pagar en 20,82% las cuales descendieron a \$312.601 millones, como resultado de la reducción de 95,50% en acreedores por concepto de dividendos y participaciones, los cuales pasaron de \$47.631 Millones a \$513.766 pesos, al realizar el pago de los dividendos decretados en la asamblea general de accionistas en una única cuota en junio de 2012.

Las operaciones de crédito público presentaron un decrecimiento de \$65.104 millones, explicado en la variación en la deuda pública interna de corto plazo, la cual fue cancelada en su totalidad, al pasar de tener un saldo de \$60.000 en 2011 a \$0 en 2012.

Por otra parte las obligaciones financieras registraron un incremento de \$2.222 millones ubicándose en \$102.230 millones, variación generada por el aumento del financiamiento en banca comercial, el cual asciende a \$100.731 millones. La empresa adquirió recursos con el Banco de Bogotá por USD40 millones, para financiar el flujo de caja de 2012, se tiene vigente un crédito con BN PARIBAS con una Export Credit Agency alemana para la financiación de bienes y suministros de las subestaciones.

El Pasivo corriente corresponde al 15,74% del total de Pasivos, el cual desciende a \$258.205 millones en 2012, presentando una disminución de 36,33% con respecto a 2011, este está compuesto principalmente por operaciones de crédito público de \$121.393 millones; seguido por cuentas por pagar de \$61.855 millones y pasivos estimados y provisiones por \$49.619 millones.

El patrimonio presentó un incremento de 1,55% equivalente a \$57.974 millones con respecto a 2011, pasando de \$3.737.010 a \$3.794.983 millones en 2012, soportado en el aumento de \$106.464 millones en reservas, las cuales corresponden principalmente a reservas de ley y ocasionales por \$53.633 y \$53.902 millones respectivamente.

En cuanto a la estructura de capital de la Empresa, el 69,82% de los fondos de la empresa son propios, y los 30,18% restantes son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$938.820.384.708	\$930.790.965.079	0,86%
COSTOS OPERACIONALES	\$359.466.804.736	\$373.986.615.321	-3,88%
GASTOS OPERACIONALES	\$132.723.087.889	\$154.364.385.472	-14,02%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$446.630.492.083	\$402.439.964.286	10,98%
OTROS INGRESOS	\$40.086.962.401	\$30.119.624.941	33,09%
OTROS GASTOS	\$103.942.705.132	\$102.469.313.233	1,44%
GASTO DE INTERESES	\$84.097.887.939	\$76.470.673.268	9,97%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$382.774.749.352	\$330.090.275.994	15,96%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales para el 2012 fueron de \$938.820 millones, presentando un incremento del 0,86% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento en la venta de servicio de energía en \$12.750 millones; ventas que pasaron de \$935.403 a \$948.153 millones, estas incluyen el uso y conexión al Sistema de Transmisión Nacional – STN.

Los Costos Operacionales fueron de \$359.467 millones, los cuales representan el 38,29% de los Ingresos Operacionales, éstos disminuyeron 3,88% con respecto al año anterior, como consecuencia de la reducción en \$7.816 millones en las órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones principalmente en mantenimiento de líneas, redes y ductos, estos incluyen recuperación de torres afectadas por atentados terroristas o daños a la infraestructura eléctrica por la ola invernal y mantenimientos programados .

Los gastos operacionales decrecieron 14,02%, pasando de \$154.364 a \$132.723 millones, de los cuales \$29.216 millones corresponden a gastos de administración y \$103.507 millones a depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento.

Los gastos de administración aumentaron \$2.515 millones, variación ocasionada por el crecimiento de \$1.091 millones en impuestos, contribuciones y tasas como consecuencia del incremento en la cuota de fiscalización y auditaje.

La cuenta de depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento disminuyó \$24.157 millones, debido a que la provisión para obligaciones fiscales presenta una

reducción de \$20.692 millones, en su totalidad en el impuesto de renta y complementarios.

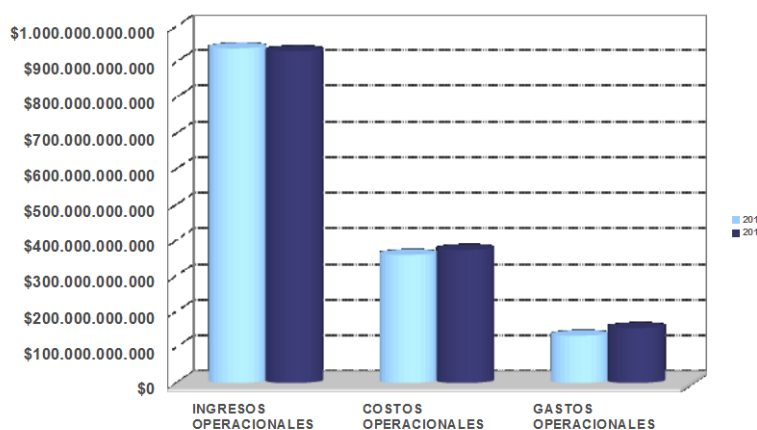
La Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$446.630 millones presentando un incremento de 10,98% con respecto a 2011, como consecuencia de la significativa reducción presentada en los costos y gastos operacionales.

Los Ingresos No Operacionales aumentaron 33,09% ubicándose en \$40.087 millones, variación provocada por el crecimiento de \$8.916 millones en el ajuste por diferencia en cambio, cuenta que asciende a \$17.542 millones, como resultado del comportamiento de la tasa de cambio, reflejada en las operaciones en moneda extranjera.

Los Gastos No Operacionales en 2012 fueron de \$103.943 millones, los cuales aumentaron 1,44% con respecto a 2011, como resultado del incremento de \$7.627 millones en intereses, especialmente en intereses y comisiones sobre bonos y préstamos a vinculados económicos.

La utilidad neta fue de \$382.775 millones, presentando un incremento de 15,96% con respecto a 2011, como consecuencia del aumento en los ingresos no operacionales.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

2.3 Indicadores Financieros

Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es 1,6 veces, indicador que evidencia un incremento de 0,6 veces con respecto al año anterior, este presenta una mejoría como consecuencia de la reducción en los pasivos corrientes; esto quiere decir que la Empresa cuenta con los recursos suficientes para cumplir con sus obligaciones a corto plazo, pues sus Activos corrientes para 2012 fueron de \$404.716 millones los cuales superan los Pasivos corrientes de \$258.205 millones.

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	1,6	1,0
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	34	63
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	24	19
Activo Corriente Sobre Activo Total	7,45%	7,44%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	30,2%	31,4%
Patrimonio Sobre Activo	69,8%	68,6%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	15,7%	23,7%
Cobertura de Intereses – Veces	7,6	8,3
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	646.766.456.268	637.566.238.020
Margen Operacional	68,9%	68,5%
Rentabilidad de Activos	11,9%	11,7%
Rentabilidad de Patrimonio	17,9%	18,0%

Fuente: SUI

La rotación de cuentas por cobrar presentó una reducción de 29 días pasando de 63 días en 2011 a 34 días en 2012, lo que implica que la Empresa tarda menos días en hacer efectivas las cuentas por cobrar, mejorando la gestión de cobro de su cartera, como resultado de la reducción evidenciada en las cuentas por cobrar por concepto de servicio de energía en 2012.

La Empresa tarda 24 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando 5 días con respecto al 2011, año en el cual tardaba 19 días, como consecuencia del incremento en las cuentas por pagar por concepto de adquisición de bienes y servicios; la empresa tiene una programación de pagos de 15, 30 y 45 días.

El Activo corriente corresponde al 7,45% del total de Activos de la compañía, porcentaje que presenta una disminución de 1,01% con respecto al 2011, lo que implica que la mayor parte de los Activos de la Empresa están concentrados en Activos fijos.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 30,2%, en el cual se evidencia una disminución de 1,3% con respecto al año anterior, año en el que era de 31,4%, esta variación es explicada en la reducción de las cuentas por pagar, en mayor proporción en acreedores.

El 72,0% de los recursos con los que cuenta la empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que aumento con respecto al 2011, año en el cual el patrimonio de la Empresa representaba el 69,2% de los Activos, debido a la reducción del endeudamiento de la compañía en el 2012.

Para 2012 los Pasivos corrientes representaban el 15,7% de los Pasivos totales de la compañía, porcentaje que disminuyó 17,3% con respecto al año anterior, el cual era de 33,0%, lo que implica que la compañía redujo sus obligaciones de corto plazo.

La cobertura de intereses presenta una disminución de 0,7 veces, ubicándose en 7,6 veces en 2012; como resultado del aumento de 9,97% en los gastos de intereses.

El EBITDA presenta un incremento de \$9.200 millones con respecto al año anterior, pasando de \$637.566 a \$646.766 millones en el 2012, debido al incremento evidenciado en los ingresos operacionales y a la disminución presentada en los costos y gastos de operación.

El margen operacional en 2012 fue de 68,9%, presentando un crecimiento de 0,4% con respecto al año 2011, año en el cual fue de 68,5%, como consecuencia del aumento presentado en el EBITDA e ingresos operacionales

La rentabilidad de los Activos se incrementó 0,2% con respecto al año anterior ubicándose en 11,9%, por otra parte la rentabilidad del patrimonio presentó una reducción de 0,1% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 17,9% para el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA

Con una participación de 70,1% en la propiedad del Sistema de Transmisión Nacional –STN–, Interconexión Eléctrica –ISA S.A. ESP mantiene su liderazgo en el sector eléctrico colombiano, consolidándose como el mayor transportador de energía eléctrica en el país y el único con cubrimiento nacional.

La empresa brinda un completo portafolio de servicios, entre los cuales se incluye el transporte de energía eléctrica para los agentes del mercado; conexión al STN para generadores, operadores de red, transportadores regionales y grandes consumidores; construcción de proyectos para terceros y servicios asociados de mantenimiento; estudios eléctricos y energéticos; entre otros.

La infraestructura operativa de ISA para el año 2012, alcanzó un total de 11.675 kilómetros de red y 16.384 MVA de capacidad de transformación, divididos entre las empresas ISA y su filial TRANSELCA tal como se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.:**

Tabla 3.1. Infraestructura en operación.

INFRAESTRUCTURA EN OPERACIÓN		
EMPRESA	TRANSMISIÓN (km de red)	TRANSFORMACIÓN (MVA)
ISA	10.115	12.891
TRANSELCA	1.560	3.493
TOTAL	11.675	16.384

Fuente: Informe Anual 2012 ISA

INVERSIONES

ISA adelanta diversos proyectos los cuales se clasifican según las actividades desarrolladas por la empresa, dicha clasificación corresponde a proyectos de transporte de energía, proyectos de conexión al STN, proyectos de construcción para

terceros y planes de renovación y modernización de activos. A continuación se detalla el avance de cada uno de los proyectos por actividad asociada:

- Proyectos de Transporte de Energía

ISA adelanta la construcción de tres proyectos que adicionarán 195 kilómetros de red y 1.050 MVA al STN, los cuales se estima que generen un ingreso anual para la empresa por el orden de los USD 7.5 millones. A continuación se detallan las especificaciones de cada uno de los proyectos asociados a la actividad de Transporte de Energía:

Tabla 3.2. Proyectos de Transporte de Energía.

PROYECTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA						
CONVOCATORIA	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	BENEFICIOS	FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN	AVANCE REAL A 31/12/12	AVANCE ESPERADO A 31/12/13
UPME 02 de 2010	PROYECTO TERMOCOL	Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Termocol a 230 kV y las líneas de transmisión a 220 kV	Lo obra aportará mayor confiabilidad al sistema eléctrico y permitirá conectar al STN la central térmica Termocol (202 MW)	AGOSTO DE 2013	38.97%	42.61%
UPME 02 de 2008	PROYECTO SUBESTACIÓN EL BOSQUE A 220 kV AL STN	Construcción, montaje, puesta en servicio, administración, operación y mantenimiento de la subestación El Bosque a 220 kV y las líneas de transmisión asociadas	Aumentar la confiabilidad del suministro de energía y atender el incremento de demanda de la zona de Cartagena	JUNIO DE 2013	90%	
UPME 04 de 2009	PROYECTO SOGAMOSO	Construcción, montaje, puesta en servicio, administración, operación y mantenimiento por 25 años de la subestación Sogamoso a 230/500 kV (1.050 MVA) y las líneas de transmisión asociadas (168 km)	Aumentar la confiabilidad en el Noroeste del país y permitir la conexión de la central Sogamoso (800 MW) al STN	JUNIO DE 2013 (SUJETA A MODIFICACIONES)	49%	68%

Fuente: Informe AEGR año 2012+

- Proyectos de conexión al STN

Con una inversión cercana a los USD 53 millones, ISA adelanta la construcción de los siguientes proyectos de conexión al Sistema de Transmisión Nacional -STN:

Tabla 3.3. Proyectos de Conexión al STN.

PROYECTOS DE CONEXIÓN AL STN				
NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	BENEFICIOS	AVANCE REAL A 31/12/12	AVANCE ESPERADO A 31/12/13
Ampliación Transformación subestación Cerromatoso 500/110 kV (Sucre)	Diseño, construcción, operación y mantenimiento de la conexión del tercer transformador 500/110/34.5 kV (150 MVA) y sus bahías asociadas	Aumentar la confiabilidad en el Norte de Antioquia y Sur de Córdoba	7%	2%
Construcción bahía de transformación subestación Purnio 230 kV (Caldas)	Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de una bahía de conexión a 230 kV	Aumentar la confiabilidad en la zona de la Dorada	16%	47%
Ampliación Transformación 230/115/13.8 kV en la subestación Chivor (Boyacá)	Ampliación de la capacidad de transformación en Chivor		99%	

Ampliación transformación subestación Jamondino 230/115 kV 150 MVA (Nariño)	Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de un segundo transformador 230/115 kV (150 MVA) y sus bahías asociadas	Atender el incremento de la demanda de la zona	25%	34%
Ampliación subestación Chinú (Córdoba)	Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento del tercer transformador 500/110 kV (150 MVA) y sus bahías correspondientes	Atender el incremento de la demanda en Sucre, Córdoba y el Sur de Bolívar	39%	65%
Conexión Sogamoso (Santander)	Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la conexión de la central hidroeléctrica Sogamoso (800 MW) en Santander, a la nueva subestación Sogamoso a 230 kV (21 km)		47%	51%

Fuente: Informe AEGR año 2012

- Proyectos de construcción para terceros

ISA adelanta la construcción de varios proyectos de infraestructura para sus clientes cuya inversión alcanza cerca de USD 180 millones. Los proyectos asociados se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 3.4. Proyectos de construcción para terceros.

PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN PARA TERCEROS			
PROYECTOS	DESCRIPCIÓN	ENTRADA EN OPERACIÓN	AVANCE A 31/12/13
Ampliación redes de distribución eléctrica en el departamento de Sucre	Con recursos del FAER amplía el cubrimiento de electrificación en la región La Mojana (Sucre)	2012	100%
Interconexión eléctrica a 34.5 kV y subestaciones asociadas en el departamento del Chocó (Dispac)	Interconexión eléctrica en Chocó, desde el municipio de Istmina hasta Piamadó y San Miguel	2012	48%
Encargo fiduciario Mitú (Financiera de Desarrollo Nacional)	Construcción de la interconexión eléctrica a 34.5 kV entre la micro central hidroeléctrica de Mitú y la subestación	2012	98%
Subestación Piedecuesta 230/115 kV y líneas de 115 kV (ESSA)	Conexión de la subestación Piedecuesta a la línea de transmisión Bucaramanga - San Gil a 115 kV	2013	89%
Línea Popayán - Guapi a 115 kV y subestaciones asociadas, línea Olaya Herrera - Pizarro / Mosquera a 115 kV (MME)	Con recursos del FAZNI mejora la prestación del servicio de energía en los departamentos de Cauca y Nariño	2014	61%
Variante línea Jamondio - Pomasqui a 230 kV	Conecta el aeropuerto de Ipiales al STN en el departamento de Nariño	2014	0%

Fuente: Informe AEGR 2012

- Planes de modernización y renovación de activos

En la ejecución del Plan de Renovación de Activos denominado - PRA, ISA adquirió durante la vigencia 2012, diversos equipos asociados a bienes y servicios de la empresa y a los proyectos de la Gerencia de Transporte de Energía.

Con un porcentaje del 92.36% en la ejecución del presupuesto planeado para la vigencia 2012, ISA invirtió un total de \$7.396.284.226 COP para adquirir bienes y servicios tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.5. PRA asociados a bienes y servicios.

CAUSACIÓN DEL PRA AL CIERRE DEL AÑO 2012 (COP)		
TIPO DE EQUIPO O SERVICIO	PRESUPUESTO PLANEADO	REAL ACUMULADO
Camión grúa	1.363.760.000	1.737.680.000
Compensación serie	140.000.000	43.926.549

Herramientas	973.986.364	1.422.642.744
Montaje teleprotecciones	335.251.838	101.877.529
Relés y teleprotecciones	558.780.000	507.375.369
Repuestos	2.157.500.000	1.153.907.533
Seccionadores CPT	240.000.000	353.135.667
Servicios Auxiliares	1.629.252.737	1.350.006.208
Sistemas de filtrado	588.120.000	586.373.801
Montajes	21.489.000	139.358.829
TOTAL	\$ 8.008.139.939	\$ 7.396.284.229
PORCENTAJE DE EJECUCIÓN	100%	92.36%

Fuente: Informe AEGR año 2012

Por su parte, durante el año 2012, ISA causó un total de \$11.037.184.481 COP correspondiente al 61% del presupuesto planeado para el plan de renovación de activos asociados a proyectos de la Gerencia de Transporte de Energía y los cuales se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 3.6. PRA asociados a proyectos de la GTE.

EJECUCIÓN PRESUPUESTAL DE INVERSIÓN DEL PRA		
PROYECTO	PLANEADO	REAL ACUMULADO
Compensación Caño Limón	634.161.783	413.523.486
Mejoramiento del SVC de Chinú	1.269.494.668	1.688.104.950
Montaje reactor de Jamondino	201.284.010	171.363.787
Montaje relés y medidores	552.288.600	501.242.626
Reforzamientos AVUS (1)	1.900.550.349	438.106.987
Renovación Celda de San Carlos	915.401.850	357.533.509
Renovación Celdas de MT subestación Cerromatoso	2.815.293.715	836.128.136
Renovación Equipo de AT (2)	7.429.914.447	4.174.435.121
Renovación Equipo Inductivo	812.792.872	539.492.865
SAS S/E La Virginia y Páez	627.962.281	576.361.218
Sistema de monitoreo en línea de bujes	1.003.365.524	1.340.891.796
TOTAL	\$ 18.162.510.099	\$ 11.037.184.481
PORCENTAJE DE EJECUCIÓN	100%	61%

Fuente: Informe AEGR año 2012

- Desarrollo tecnológico

Durante el periodo se destacan las siguientes iniciativas:

- ✓ Mejoramiento de los sistemas de puesta a tierra en la línea Los Palos – Caño Limón y la disminución de las sobretensiones de esta a partir del uso de cables antirrobo, los llamados suelos o tierras artificiales, cementos conductivos y descargadores de línea (pararrayos).
- ✓ Desarrollo de un sistema de control y supervisión de subestaciones que permite integrar diferentes tecnologías de fabricantes para unificar los protocolos de comunicación que faciliten la operación y el mantenimiento, mediante el Sistema de Automatización de Subestaciones –SAS.
- ✓ Implementación del Sistema Automático de Gestión de Equipos de Subestaciones –SAGES-: concluyó la fase 1 en las subestaciones Ancón Sur, Purnio y San Carlos, 230 kV y 500 kV y se implementó la segunda fase en las subestaciones Páez, Ocaña, 230 kV y 500 kV; con esta herramienta que utiliza un esquema de operación remoto se logra mayor efectividad, dado que

simplifica y elimina el desplazamiento de personal especializado a las subestaciones para realizar las actividades de configuración, instalación y pruebas.

4. MANTENIMIENTOS Y OPERACIÓN

- Mantenimientos en redes y equipos

La subgerencia técnica de ISA, adscrita a la Gerencia de Transporte de Energía, es la responsable de la gestión del mantenimiento. Según informa el AEGR en su informe, los procesos requeridos para la realización de todos los subprocesos y actividades se encuentran definidos y vigentes.

El macroproceso “Mantener la Red” es el responsable de planear, ejecutar, evaluar y controlar el mantenimiento de la red. La información de la organización y la formalidad definida para los procesos y los equipos de trabajo está disponible para conocimiento y consulta por parte de todo el personal en la red interna de información de la compañía la cual se denomina ISANET.

De igual forma, se tiene que ISA cuenta con el Manual Unificado para Operación y Mantenimiento Seguro el cual es aplicado en todas las sedes de ISA, con el fin de mejorar la gestión en las actividades de operación y mantenimiento y como parte de las acciones para garantizar la disponibilidad y la confiabilidad en el Sistema de Transmisión Nacional.

Para la programación y ejecución de las actividades de mantenimiento se aplican los aspectos específicos de la metodología del mantenimiento centrado en confiabilidad – MCC, adoptado por ISA para todo el grupo empresarial y las herramientas de tecnología de información habilitadas para el grupo corporativo. Dadas además las actuales condiciones del mercado, donde la continuidad y calidad del servicio son las principales exigencias de los clientes, ISA implementó técnicas de mantenimiento no interruptivo de Trabajos con Tensión – TcT, para las pruebas de diagnóstico.

La ejecución del mantenimiento de las subestaciones de ISA se realiza con personal propio y el mantenimiento de las líneas se realiza mediante contrato con la firma Unión Temporal Eléctricas de Medellín – INSTELEC S.A. por un valor de \$20 mil millones por año y con un plazo de ejecución de tres años.

- **Actividades relevantes de mantenimiento durante el 2012.**

Dentro de las principales actividades de mantenimiento desarrolladas durante el año 2012 por ISA a los diferentes equipos y redes que conforman su infraestructura eléctrica se destacan las siguientes:

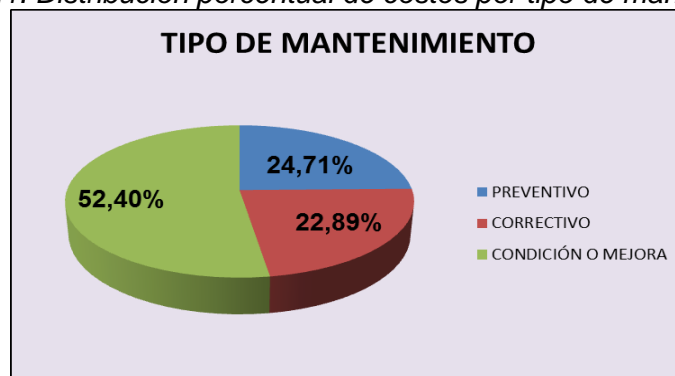
- ✓ Revisiones en 20 fugas de aceite reportadas en CTs.
- ✓ Reparación de los PTs en San Bernardino y en San Carlos.
- ✓ Atención a 123 fallas en interruptores.
- ✓ Atención a 95 fallas funcionales en seccionadores.
- ✓ Atención a 68 fallas funcionales en los transformadores de potencia y transformadores auxiliares en ISA.
- ✓ Trabajos de mantenimiento a los equipos en la subestación Urrá.

- **Costos de mantenimiento de líneas de transmisión.**

Los costos totales en mantenimiento de líneas de transmisión de ISA ascendieron a \$37.444.234.563 durante el año 2012, los mantenimientos ejecutados a su vez se clasificaron en actividades de mantenimiento preventivo, actividades de mantenimiento correctivo y actividades de mantenimiento basados en condición o de mejora.

En la siguiente gráfica se presenta la distribución porcentual de los costos por tipo de mantenimiento:

Gráfica 3.1. Distribución porcentual de costos por tipo de mantenimiento.



Fuente: Informe AEGR año 2012

Los costos de mantenimiento se centraron principalmente en mantenimiento basado en condición de las torres y se destinaron principalmente para la atención de vanos especiales, construcción de variantes y reparación de obras de protección.

Por su parte, y con relación a las actividades de mantenimiento correctivo, se encuentra que el 98% de dichos costos corresponden a la atención de fallas funcionales por atentados terroristas.

Se tiene además que, en lo que se refiere a las actividades de mantenimiento preventivo se realizan mantenimientos a las servidumbres e inspección general de las líneas.

- **Gestión del mantenimiento e indicadores**

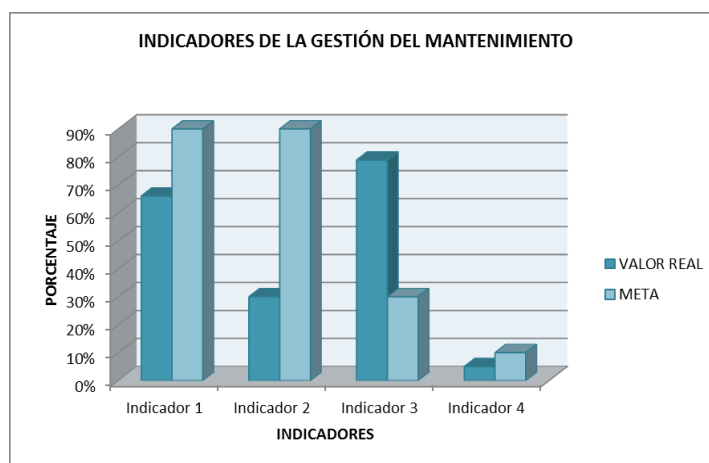
Dentro del macroproceso "Mantener la Red" definido por ISA en su sistema de gestión integral se han definido los siguientes indicadores para evaluar la gestión de la empresa en la ejecución del mantenimiento programado para determinada vigencia:

- ✓ **Indicador 1.** Cumplimiento de las Acciones: Define la atención de la prioridad en los avisos generados por el sistema. Del total de actividades del año se incumplió la prioridad en un total de 10.222 avisos los cuales en su mayoría estaban asociados a líneas, autotransformadores y protecciones.
- ✓ **Indicador 2.** Cumplimiento de la Planeación del Mantenimiento: Como su nombre lo indica mide la coordinación de las actividades de mantenimiento ejecutadas con base en las planeadas. De las actividades incumplidas durante el año 2012 el 55% fueron debidas a causas de programación.
- ✓ **Indicador 3.** Desviación de la Planeación del Mantenimiento: las familias de equipos para las cuales se incumplió más este indicador fueron protecciones, líneas y seccionadores.

- ✓ **Indicador 4.** Porcentaje de Equipos cuestionados: Mide el número de equipos a los cuales se les efectúa inspección preventiva para determinar su condición en determinado periodo de tiempo. Las tres familias con mayor número de equipos cuestionados son líneas, seccionadores y PTs capacitivos.

A continuación se presenta en la siguiente gráfica el comportamiento del cumplimiento y alcance del promedio de los indicadores durante la vigencia 2012:

Gráfica 3.1. Promedio anual de los indicadores de la gestión del mantenimiento vs metas definidas.



Fuente: Informe AEGR año 2012

Como se observa en la gráfica anterior, el promedio anual de los indicadores estuvo por debajo de la meta establecida. Para los indicadores “Cumplimiento de las Acciones”, “Cumplimiento de la Planeación del Mantenimiento” y “Porcentaje de Equipos Cuestionados” se encuentra que los mismos se incumplieron permanentemente durante todos los meses del año 2012; por su parte, se tiene que el indicador “Desviación de la Planeación del Mantenimiento” sobrepasó la meta establecida durante todos los meses del año.

- Operación de la infraestructura

La Dirección de Gestión de la Operación es la responsable por la operación de la red de transmisión de energía de ISA y tiene el encargo de realizar los análisis preoperativos de la red, ejecutar la supervisión y las maniobras, evaluar la operación de la red y proponer mejores prácticas de operación.

Desde el Centro de Supervisión y Maniobras (CSM) se realiza de manera continua y permanente durante las 24 horas del día y los 365 días del año, la operación de la red de transporte de energía eléctrica de ISA.

El trabajo en el CSM se realiza con un equipo de profesionales especializados en este tipo de actividad. En las subestaciones laboran profesionales que dentro de sus labores realizan respaldo a la operación remota realizada desde el CSM.

Con el objetivo de buscar el desarrollo de las competencias esenciales, el fortalecimiento tecnológico y el mejoramiento de sus procesos para mantener su liderazgo en la prestación segura y confiable del servicio de transporte de energía, el cumplimiento de las normas y la ejecución de procesos seguros para las personas y

en equilibrio con el medio ambiente, durante el 2012 desarrolló las siguientes iniciativas:

- ✓ Desarrollo de un sistema de control y supervisión de subestaciones que permite integrar diferentes tecnologías de fabricantes para unificar los protocolos de comunicación que faciliten la operación y el mantenimiento, mediante el Sistema de Automatización de Subestaciones –SAS-.
- ✓ Implementación del Sistema Automático de Gestión de Equipos de Subestaciones –SAGES- para las subestaciones Ancón Sur, Purnío y San Carlos 230kV y 500kV (fase I), e implementación de la segunda fase en las subestaciones Páez, Ocaña 230 y 500 kV. Esta herramienta utiliza un esquema de operación remoto lo cual simplifica y evita el desplazamiento de personal especializado a las subestaciones para realizar las actividades de configuración, instalación y pruebas.
- ✓ Mejoramiento de los sistemas de puesta a tierra en la línea Los Palos-Caño Limón y la disminución de las sobretensiones de esta a partir del uso de cable antirrobo, las tierras artificiales, cementos conductivos y descargadores de línea (pararrayos).

CALIDAD DEL SERVICIO

- Interrupciones

El comportamiento de las interrupciones en ISA durante el año 2012 se indica a continuación:

Tabla 3.7. Indisponibilidad y número de eventos 2012.

INTERRUPCIONES			
CONCEPTO	INDISPONIBILIDAD (HORAS)	NÚMERO DE EVENTOS	CAUSA
Horas reales por mantenimiento planeado	4.470,77	392	Mantenimiento programado
Horas reales por mantenimiento no planeado	411,38	54	Mantenimiento programado Fuera Plan
Horas reales por eventos forzados	2.085,75	54	Evento Forzado
Horas Mantenimiento Mayor (que superen las 96 horas)	272,42	3	Mantenimiento Mayor
Tiempo Total De Indisponibilidad Durante El 2012	7.240,32	503	

Fuente: Informe AEGR año 2012

La empresa ISA reportó durante el año 2012 un total de 503 eventos distribuidos en 7.240,32 horas de indisponibilidad anual. El mayor número de horas de indisponibilidad fue causado por mantenimientos programados los cuales corresponden al 62% del total de los eventos.

- Comportamiento de la Red

Los indicadores de gestión de la red de transmisión de ISA sobrealieron las metas establecidas para el 2012, lo cual muestra la rigurosidad y excelencia con que se ejecutaron cada uno de los procesos del negocio.

- Energía No Suministrada - ENS

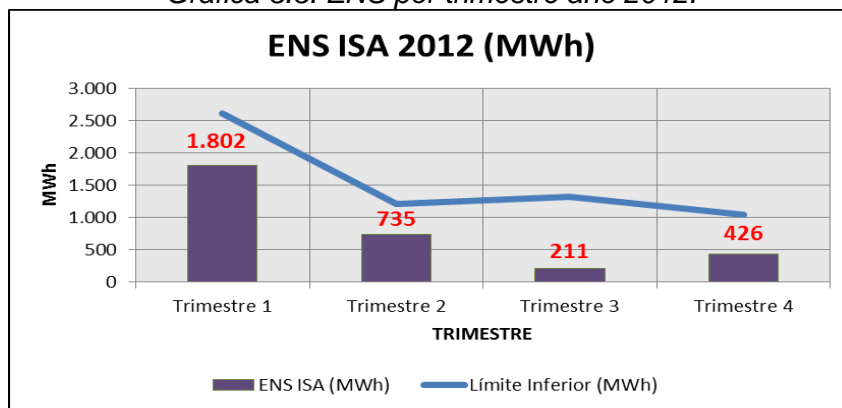
Para ISA la ENS se encuentra en la Perspectiva Clientes y Mercado y el objetivo es garantizar un servicio confiable, disponible y seguro. Durante el año 2012 la ENS fue de 3.174 MWh, siendo la meta para ese año de 6.201 MWh. Las gráficas siguientes muestran como fue el comportamiento de dicho indicador en cada uno de los trimestres del 2012:

Tabla 3.8. Límites de ENS por trimestre.

No programado + programado	Límite Inferior (MWh)	Límite Superior (MWh)	ENS ISA (MWh)
Trimestre 1	2.613	2.681	1.802
Trimestre 2	1.214	1.291	735
Trimestre 3	1.325	1.550	211
Trimestre 4	1.049	1.240	426
Anual	6.201	6.762	3.174

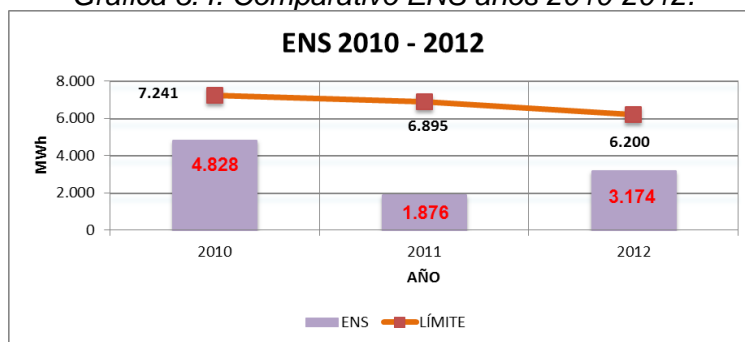
Fuente: Informe AEGR año 2012

Gráfica 3.3. ENS por trimestre año 2012.



Fuente: Informe AEGR año 2012

Gráfica 3.4. Comparativo ENS años 2010-2012.



Fuente: Informe AEGR año 2012

De las gráficas anteriores se infiere y se aclara lo siguiente:

- ✓ El indicador ENS cumple con la meta establecida para el año 2012.
- ✓ La ENS atribuible a ISA sin considerar atentados durante 2012, fue solo el 0.005% de la demanda total del SIN (59.370 GWh).
- ✓ El 80.2% de la ENS fue causada por actividades de mantenimiento programado y coordinado con los clientes afectados.
- ✓ Durante los últimos tres años la ENS ha cumplido con la meta establecida por la CREG, el 2011 fue el año con menos impacto.

En la siguiente tabla se detallan los atentados que durante el 2012 originaron ENS:

Tabla 3.9. Atentados en circuitos que causaron ENS en el 2012.

ATENTADOS EN CIRCUITOS QUE CAUSARON ENS EN EL 2012				
ELEMENTO	FECHA	NÚMERO DE EVENTOS	ENS (MWh)	DURACIÓN (HORAS)
LT BANADÍA - CAÑO LIMÓN 230 kV - 1	23/06/12	1	17.210,99	168,37

LT BANADÍA - CAÑO LIMÓN 230 kV - 2	21/08/12	1	9.346,54	96,73
LT CAÑO LIMÓN - CARICARE 34,5 kV - 1	12/01/12	1	2.537,29	317,28

Fuente: Informe AEGR año 2012

- Disponibilidad de Redes y Equipos

La disponibilidad para los diferentes activos, se evalúa con base en las disposiciones establecidas en las resoluciones CREG 061 de 2000 y 011 de 2002 y teniendo en cuenta los indicadores “MIDA” (Meta Índice Disponibilidad Anual) y “MHAI” (Metas Horarias Anuales de Indisponibilidad). La siguiente tabla relaciona las metas de disponibilidad de activos y el resultado alcanzado durante el año 2012:

Tabla 3.10. Disponibilidad de activos, indicadores MIDA y MHAI.

INDICADORES MIDA Y MHAI			
TIPO DE ACTIVO	MIDA	DISPONIBILIDAD ISA 2012	MHAI
CONEXIÓN STN	99,453%	99,887%	48
LÍNEAS 230 kV < 100 km	99,726%	99,957%	24
LÍNEAS 230 kV > 100 km	99,589%	99,925%	36
LÍNEAS 500 kV	99,178%	99,924%	72
BAHÍAS DE LÍNEA	99,829%	99,875%	15
BAHÍAS DE TRANSFORMACIÓN	99,830%	99,884%	15
BAHÍAS DE COMPENSACIÓN	99,829%	99,865%	15
MÓDULOS DE COMPENSACIÓN	99,452%	99,625%	48
TRANSFORMADORES USO	99,452%	99,794%	48

Fuente: Informe AEGR año 2012

Durante el año 2012 la disponibilidad de los activos superó la meta establecida por la CREG.

- Resultados de disponibilidad de activos durante el año 2012

Para el 2012, la disponibilidad promedio de la red de transmisión para todos los activos de ISA, superó la meta fijada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, alcanzando un disponibilidad promedio total de 99.879%.

La siguiente tabla presenta las metas de disponibilidad de activos y el resultado alcanzado durante el año 2012:

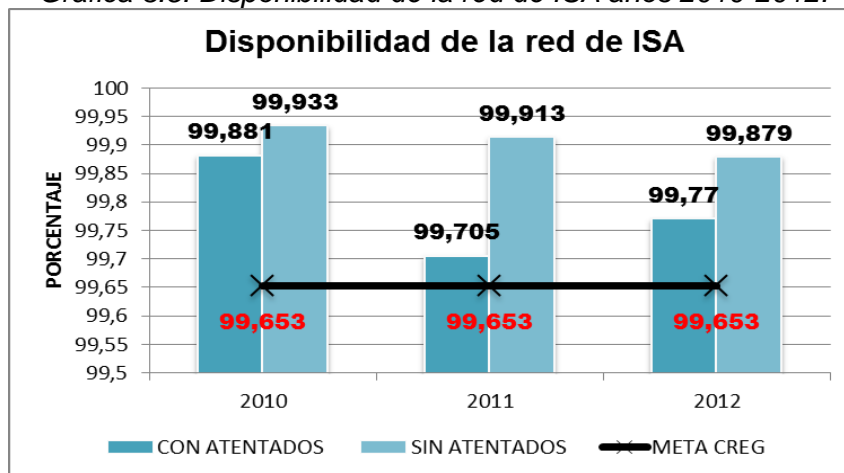
Tabla 3.11. Metas de disponibilidad de activos.

METAS DE DISPONIBILIDAD DE ACTIVOS		
TIPO DE ACTIVO	META CREG	DISPONIBILIDAD ISA 2012
CONEXIÓN STN	99,452%	99,899%
LÍNEAS 230 kV < 100 km	99,726%	99,957%
LÍNEAS 230 kV > 100 km	99,589%	99,938%
LÍNEAS 500 kV	99,178%	99,924%
BAHÍAS DE LÍNEA	99,829%	99,876%
BAHÍAS DE TRANSFORMACIÓN	99,829%	99,885%
BAHÍAS DE COMPENSACIÓN	99,829%	99,851%
MÓDULOS DE COMPENSACIÓN	99,452%	99,632%
TRANSFORMADORES USO	99,452%	99,768%
TOTAL ISA	99,653%	99,879%

Fuente: Informe AEGR año 2012

Se resalta que debido a la gestión operativa y de mantenimiento en los activos de ISA, en el periodo comprendido entre los años 2010 a 2012 se ha superado de manera consistente la meta de disponibilidad en la red definida por la CREG. Se observa además en la siguiente gráfica que la disponibilidad total promedio con atentados de los activos en el 2012 fue superior a la obtenida en el año 2011:

Gráfica 3.5. Disponibilidad de la red de ISA años 2010-2012.



Fuente: Informe AEGR año 2012

Los resultados de disponibilidad correspondientes al año 2012 para cada uno de los tipos de activos de ISA, evidencian el cumplimiento satisfactorio de los requisitos establecidos en la resolución CREG 061 de 2000 la cual determina las normas de calidad aplicables a los Servicios de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y de Conexión al STN, como parte del Reglamento de Operación del SIN y el cumplimiento con las metas que se establecen en la resolución CREG 011 de 2012.

- **Compensaciones**

Las compensaciones de los activos de uso y conexión al STN, se evalúan con base en lo establecido en la resolución CREG 061 de 2000 que precisa las normas de calidad aplicables al servicio de transporte de energía.

A continuación se muestra la compensación realizada mensualmente y total por parte de ISA:

Tabla 3.12. Compensaciones de los activos de uso y conexión al STN.

COMPENSACIONES DE LOS ACTIVOS DE USO Y CONEXIÓN AL STN	
2012	CIM
enero	\$ 31.792.811,00
febrero	\$ 13.758.041,00
marzo	\$ 16.234.694,58
abril	\$ 36.619.626,00
mayo	\$ 60.019.353,00
junio	\$ 26.970.796,85
julio	\$ 7.379.201,54
agosto	\$ 4.869.895,00
septiembre	\$ 4.064.552,10
octubre	\$ 3.348.040,19
noviembre	\$ 5.177.175,37
diciembre	\$ 18.807.791,02

Total	\$ 229.041.977,65
--------------	--------------------------

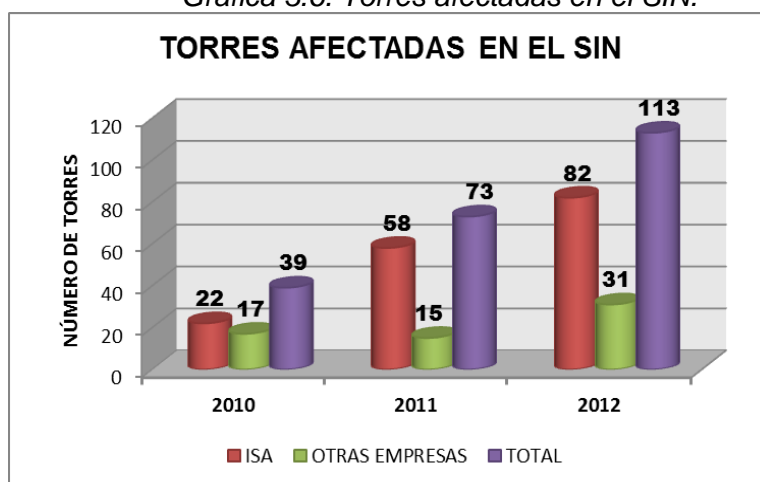
Fuente: Informe AEGR año 2012

Durante el año 2012 se pagaron compensaciones por un valor de \$229.041.977, la magnitud de esta erogación no comprometió la capacidad de la empresa para continuar prestando los servicios y darle cumplimiento a las disposiciones legales y compromisos con los clientes.

ASPECTOS EXTERNOS

- ✓ Durante el año 2012 fueron derribadas de la red de ISA 82 torres, 24 más que en 2011 y 60 más que en el 2010. El 94% de los atentados ocurrió en los departamentos de Cauca, Antioquia, Arauca y la Guajira. Durante el mes de agosto se presentó la mayor oleada de ataques a la infraestructura eléctrica del año con un total de 40 torres afectadas.

Gráfica 3.6. Torres afectadas en el SIN.



Fuente: Informe Anual 2012 ISA

- ✓ Al cierre de 2012, el 98% de la infraestructura eléctrica de la empresa que había sido afectada por atentados estaba recuperada. El valor por reparación de la infraestructura afectada en el 2012 ascendió a \$14.535 millones de pesos.
- ✓ La infraestructura afectada por atentados fue atendida oportunamente luego de poder garantizar condiciones seguras para las personas responsables del restablecimiento de los circuitos de transmisión de energía eléctrica. El tiempo promedio de recuperación de las estructuras afectadas fue de 10.8 días por torre, menor al registrado en los dos últimos años.

4. EVALUACION DE LA GESTIÓN

Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	74,67%	68,89%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	7,6	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	N.A.	34,0	N.A.
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	30,00	23,5	Cumple
Razón Corriente – Veces	1,50	1,6	Cumple

F-004
le 20

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, Interconexión Eléctrica cumple con 3 de los 4 indicadores de gestión financieros establecidos a las empresas transmisoras para evaluar la Gestión de Resultados.

En cuanto a la rotación de cuentas por pagar, el promedio de días en los cuales se cubren las obligaciones con los proveedores se encuentra dentro del referente determinado; la empresa expone que no se cumple el referente establecido, pero el resultado del indicador presentado esta debajo del nivel establecido para la rotación de este tipo de cuentas. La cancelación de las cuentas se realiza de acuerdo a la programación de pagos establecida de 15 30 y 45 días.

El resultado de la razón corriente determinado en este análisis, se encuentra dentro del referente establecido para este indicador, a diferencia del resultado expuesto por parte de la empresa, el cual se encuentra debajo del valor propuesto, los dos resultados coinciden en que la empresa cuenta con liquidez para realizar el pago de las obligaciones a corto plazo y que el indicador mejora como consecuencia del aumento del activo corriente explicado anteriormente.

En cuanto al margen operacional, se evidencia incumplimiento del referente, no obstante presenta mejoría en atención a que el EBITDA creció en mayor proporción a los ingresos operacionales. La empresa añade que el indicador incluye la contribución PRONE como ingreso y costo de la compañía, sin este concepto se presentaría un mejor comportamiento del indicador que el evidenciado en 2012.

Por otra parte, el cubrimiento de gastos financieros supera el nivel establecido, se observa un deterioro del indicador con respecto al año anterior, como consecuencia del incremento en los gastos financieros generados principalmente por la variación en la deuda.

5. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Oportunidad de cargue

La Empresa Interconexión Eléctrica S.A ESP, no presenta ningún formato y formulario pendiente para el año 2012, sin embargo, reportó el 100% de los formatos de manera extemporánea.

Mesas de ayuda

A continuación se muestra las mesas de ayuda registradas para el año 2012

Tabla 6.1. Mesas de ayuda

APLICACIÓN	ASIGNADA	CERRADA	CONTESTADA	ESCALADA	REPLICADA
CAMBIO DE DATOS			2		
CARGUE MASIVO			7		
ESTADOS FINANCIEROS			4	1	
RUPS			1		
SIN ASIGNAR			1		
VALIDADOR			2		

Fuente SUI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo al análisis financiero realizado, se encuentra que la empresa mejoró su liquidez, ésta aumentó la capacidad de pago de sus obligaciones a corto plazo, adicionalmente se evidencia una mejoría en la gestión de cobro de las cuentas de la compañía, con respecto al año 2011 reduciendo el número de días en los cuales estas se hacen efectivas.

Se evidencia un decrecimiento en el nivel de endeudamiento de la empresa, se redujo el monto de las operaciones de crédito público y el porcentaje de fondos de acreedores en la compañía; haciendo que la mayoría de los recursos con los que cuenta la Empresa sigan siendo propios.

La empresa presenta utilidades operacionales y netas en los dos periodos de análisis, se evidencia incremento en el EBITDA y en el margen operacional de la empresa.

La gestión realizada por ISA en la ejecución del programa de mantenimiento planeado, en la atención de los requerimientos y necesidades surgidas fuera del plan de mantenimiento y en la gestión de la operación, permitió lograr un resultado que se ajusta a las exigencias de la reglamentación de la CREG.

El acumulado en diciembre de 2012 de la ejecución del Plan Anual de Mantenimiento PAM fue del 74% frente a una meta del 90%. La gestión del mantenimiento se realizó de acuerdo con las prácticas y metodologías reconocidas, con cubrimiento a todos los equipos de las redes y de las subestaciones.

Durante el año se realizó el seguimiento y la medición de la gestión de la operación y del mantenimiento de la infraestructura. Los resultados obtenidos en general permiten evidenciar que se tiene la capacidad para atender los requerimientos de la gestión del mantenimiento y de la operación de la infraestructura que constituye la red de ISA, garantizando el cumplimiento de los niveles de disponibilidad establecidos en la regulación vigente.

En 2012 ISA efectuó las inversiones planeadas y necesarias para mantener y garantizar la disponibilidad y también fortalecer la competitividad en el mercado.

En relación con la calidad del servicio, los resultados de disponibilidad correspondiente al año 2012, para cada uno de los tipos de activos, evidencian que se cumplió satisfactoriamente con el requisito establecido en las resoluciones CREG.