



Informe de Gestión 2013

Informe de Gestión



2013

www.dispac.com.co



dispac la energía del Chocó

dispac[®]
La energía del Chocó



Informe de
Gestión
2013



Tabla de Contenido

1	INFORME DE LA JUNTA DIRECTIVA Y DE LA GERENCIA	2			
1.1	SEÑORES ACCIONISTAS	2			
2	GOBIERNO CORPORATIVO	10			
2.1	ACCIONISTAS	10			
2.2	JUNTA DIRECTIVA	10			
2.3	EQUIPO DIRECTIVO	10			
3	PLAN ESTRATÉGICO	12			
3.1	MISIÓN	12			
3.2	VISIÓN	12			
3.3	VALORES	12			
3.4	OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS	13			
4	DATOS RELEVANTES	16			
4.1	DATOS COMERCIALES MÁS RELEVANTES	16			
4.2	DATOS TÉCNICOS MÁS RELEVANTES	16			
4.3	DATOS FINANCIEROS MÁS RELEVANTES	16			
5	GESTIÓN DEL NEGOCIO DE COMERCIALIZACIÓN	18			
5.1	MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN DE DISPAC	19			
5.2	CLIENTES MEDIDOS	23			
5.3	COMPRAS Y VENTAS DE ENERGÍA	24			
5.3.1	COMPRAS DE ENERGÍA	24			
5.3.2	VENTAS DE ENERGÍA	26			
5.4	MEDICIÓN PREPAGO	28			
5.5	MEDICIÓN REMOTA	29			
5.6	COMPORTAMIENTO TARIFARIO	31			
5.7	RECAUDO	33			
5.8	CARTERA	35			
5.9	PETICIONES, QUEJAS Y RECURSOS - PQRs	38			
5.10	NIVEL DE SATISFACCIÓN DEL CLIENTE	39			
5.11	ÍNDICE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	40			
6	GESTIÓN DEL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN	42			
6.1	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	42			
6.2	CALIDAD DEL SERVICIO	42			
6.3	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	45			
6.3.1	SUBESTACIONES	45			
6.3.2	REDES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL - STR	45			
6.3.3	REDES DE NIVEL DE TENSIÓN 3	46			
6.3.4	REDES DE NIVEL DE TENSIÓN 2	46			
6.3.5	REDES DE NIVEL DE TENSIÓN 1	46			
6.4	PROYECTO DE INTERCONEXIÓN FASE 1	47			
6.4.1	ANTECEDENTES	47			
6.4.2	NUEVA CONTRATACIÓN	48			
6.5	REFUERZO DEL STR	49			
6.6	INVERSIONES DEL AÑO 2013	50			
7	GESTIÓN FINANCIERA Y ADMINISTRATIVA	52			
7.1	SISTEMA DE CONTROL INTERNO	54			
8	ASPECTOS CORPORATIVOS	56			
8.1	NUEVOS CONTRATOS DE GESTIÓN E INTERVENTORÍA	56			
8.2	CONTRATACIÓN DE LA FIDUCIA MERCANTIL CON LA FIDUCIARIA BANCOLOMBIA	56			
8.3	CALIFICACIÓN NACIONAL DE LARGO PLAZO PARA LA EMPRESA DISPAC S.A. E.S.P.	57			
8.4	APROBACIÓN DE LA SOLICITUD DE CRÉDITO INTERNO POR VALOR DE \$35.000 MILLONES	57			
9	RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL - RSE	60			
9.1	GESTIÓN SOCIAL	60			
10	GESTIÓN LEGAL	62			
11	GESTIÓN PRESUPUESTAL	64			
11.1	PRESUPUESTO DE INGRESOS DE LA VIGENCIA 2013	64			
11.2	PRESUPUESTO DE GASTOS DE LA VIGENCIA 2013	65			
12	GESTIÓN INTELLECTUAL	68			
13	GESTIÓN FINANCIERA	69			
	INFORME DEL REVISOR FISCAL	70			
	BALANCES GENERALES	71			
	ESTADOS DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA, SOCIAL Y AMBIENTAL	72			
	ESTADOS DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO	73			
	ESTADOS DE CAMBIO EN LA SITUACIÓN FINANCIERA	74			
	ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO	75			
	INDICADORES FINANCIEROS	76			
	COMPOSICIÓN Y PARTICIPACIÓN PATRIMONIAL	77			
	NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS	78			



▶ 1 Informe de la Junta Directiva y de la Gerencia

1.1 Señores Accionistas:

La Junta Directiva y el Gerente General de la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. - DISPAC presentan con satisfacción los principales logros y resultados del ejercicio empresarial del año 2013, gestión que contó con el compromiso y apoyo de cada uno de los miembros que conforman la organización.

En el entorno económico nacional, en el año 2013, la economía colombiana tuvo un crecimiento en términos del Producto Interno Bruto - PIB cercano al 2,6%, 3,9% y 5,1%¹ en el primero, segundo y tercer trimestre, respectivamente. La variación anual del Índice de Precios al Consumidor -IPC fue del 1,94% y la variación anual del Índice de Precios al Productor -IPP fue de -0,49%². La tasa de desempleo al finalizar el año 2013 se situó en 8,4%³.

En el Entorno mundial se prevé para el año 2014 un repunte del crecimiento de la economía global aunque un poco más lento para las economías emergentes. En el caso colombiano existe optimismo debido a la tendencia de crecimiento mostrada por la economía interna desde el segundo trimestre del año 2013.

El Fondo Monetario Internacional - IMF (International Monetary Fund), en su publicación de las perspectivas económicas mundiales de octubre de 2013,⁴ estima un crecimiento del Producto Interno Bruto para Colombia en el año 2014 de un 4,2%, cifra superior al 3,1% estimado para América Latina.

De acuerdo con los análisis realizados por el Banco de la República, el crecimiento de la economía en el año 2014 se situará entre el 3% y el 5%. Así mismo, para el Ministerio de Hacienda y Crédito Público este valor se situará en un 4,7%⁵.

En lo que respecta a la gestión de DISPAC durante el año 2013, se continuó consolidando el Nuevo Modelo de Gestión puesto en marcha a partir del primero de abril de 2012, en el cual, la Gerencia General lidera los procesos estratégicos de la Empresa, realiza la planeación de mediano y largo plazo de la misma y controla el modelo; un Gestor Especializado a nombre de DISPAC administra el establecimiento de comercio y desarrolla las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica; y, un Interventor Externo realiza el seguimiento al cumplimiento de las obligaciones por parte del Gestor.

1 - Fuente: Banco de la República - Selección de Indicadores Económicos de febrero 03 de 2014.

2 - Fuente: DANE Información sobre Precios - IPC.

3 - Fuente: DANE Información sobre Precios - IPP.

4 - Fuente: Departamento Nacional de Estadística - DANE - Dirección de Prensa del 31 de enero de 2014 sobre Principales Indicadores del Mercado Laboral Diciembre de 2013.

5 - World Economic Outlook - Octubre 2013.

6 - Presentación Morgan - Stanley enero de 2014.

001

UNO

Informe de Gestión 2013

A lo largo del año 2013, como parte de la planeación de mediano y largo plazo, se revisó el Plan Estratégico Corporativo – PEC el cual fue aprobado por la Junta Directiva para el período 2013 – 2018. Este Plan contiene los siguientes objetivos estratégicos: ampliar y fortalecer el sistema de distribución para alcanzar los estándares de eficiencia operacional, aumentar la satisfacción del cliente, consolidar la solidez financiera de la Empresa, fortalecer los sistemas de gestión corporativa, aumentar el valor de la Empresa y consolidar el Plan de Responsabilidad Social Empresarial.



En octubre de 2013, la Financiera de Desarrollo Nacional –FDN, dado sus nuevos objetivos estratégicos, de común acuerdo con DISPAC dieron por terminado el contrato de fiducia suscrito entre las partes. En su reemplazo fue seleccionada la Fiduciaria Bancolombia S.A. quien ahora se ocupa del manejo fiduciario de los recursos de DISPAC relacionados con el giro ordinario de los negocios de distribución y comercialización de energía eléctrica.

En diciembre de 2013, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante Resolución 4452 aprobó un Empréstito Interno con Bancolombia por \$35.000 millones, con un plazo de 144 meses contados a partir del primer desembolso, incluidos 24 meses de gracia a capital pagaderos en 120 cuotas mensuales con tasa de DTF TA + 3%. Estos recursos se destinarán a financiar el proyecto de refuerzo del sistema eléctrico de DISPAC y el Plan de Disminución de Pérdidas de Energía que forman parte del Plan de Inversiones para los años 2014, 2015 y 2016.

En el mercado de comercialización de DISPAC, a diciembre de 2013, se facturó a 69.729 usuarios regulados atendidos por la Empresa y 2 usuarios no regulados: Minera El Roble y Colombia Telecomunicaciones S.A. E.S.P., atendidos por ISAGEN y Energía Empresarial de la Costa Atlántica, respectivamente. El crecimiento de clientes facturados por DISPAC entre diciembre de 2012 y diciembre de 2013 se situó en un 7,3%.

En términos del consumo de energía de los usuarios finales atendidos por DISPAC en 2013, su crecimiento fue del 2,1% al pasar de 140,8 GWh en 2012 a 143,7 GWh en 2013. El valor de la facturación de consumos de energía al cliente final en 2013 ascendió a \$39.317,4 millones, cifra que representa un incremento del 3,7% frente a los \$37.910,1 millones de 2012.

A diciembre de 2013, el Costo Unitario de Prestación del Servicio –CU cerró en 362,07 \$/kWh, cifra superior en 2,7% a la registrada en diciembre de 2012.

El recaudo total del año 2013, incluidos los recursos del Fondo de Energía Social, se situaron en \$39.091,4 millones. El porcentaje de recaudo de los valores facturados a los clientes en 2013 se ubicó en 95%.

En el año 2013, se realizó una depuración y castigo de cartera incobrable por valor de \$4.913,1 millones, de los cuales \$3.622,6 millones corresponden a capital y \$1.290,5 a intereses.

De otra parte, el nivel de disponibilidad del servicio de energía eléctrica en el área de influencia de la empresa se ubicó en 99,47%, valor ligeramente superior al registrado en 2012, de 99,20%.

Durante la vigencia 2013, DISPAC continuó aplicando el esquema de calidad en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica, tanto en el Sistema de Transmisión Regional –STR como en el Sistema de Distribución Local –SDL, previsto en la Resolución CREG-097 de 2008.

El Índice de Pérdidas Totales de Energía –IPT, medido conforme a la metodología prevista en la Resolución CREG 172 de 2011, se ubicó en 20,97% al finalizar 2013. La Administración ha dirigido sus mejores esfuerzos y mayores recursos a disminuir este indicador. Durante 2013, se continuó con la ejecución del Plan de Inversión para la Reducción de las Pérdidas de Energía aprobado por la Junta Directiva de DISPAC en el segundo semestre de 2012, con el cual se espera reducir las pérdidas de energía eléctrica a 16% al finalizar 2014.



En cumplimiento de lo establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en la Resoluciones 172 de 2011 y 031 de 2012, DISPAC, en abril de 2012, presentó el Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas en el Sistema de Distribución Local, el cual conforme a la nueva política establecida por el Gobierno Nacional, mediante el Decreto 1937 de 2013 y la Resolución CREG 178 de 2013, no fue aprobado por la CREG y el mismo estará ligado a la metodología que establezca la remuneración de la actividad de distribución para el próximo periodo tarifario que regirá a partir de 2015.

La gestión financiera en 2013 continuó siendo positiva y es así como los ingresos operacionales netos fueron de \$66.870,7 millones, los cuales aumentaron en un 0,8% respecto a 2012. El costo de ventas de servicios creció en 2013 en un 1,6% respecto a 2012, al pasar de \$54.260,5 millones a \$55.145,8 millones. El ejercicio de 2013 generó una utilidad operacional de \$2.976,6 millones, inferior a la de 2012, de \$3.878,9 millones.

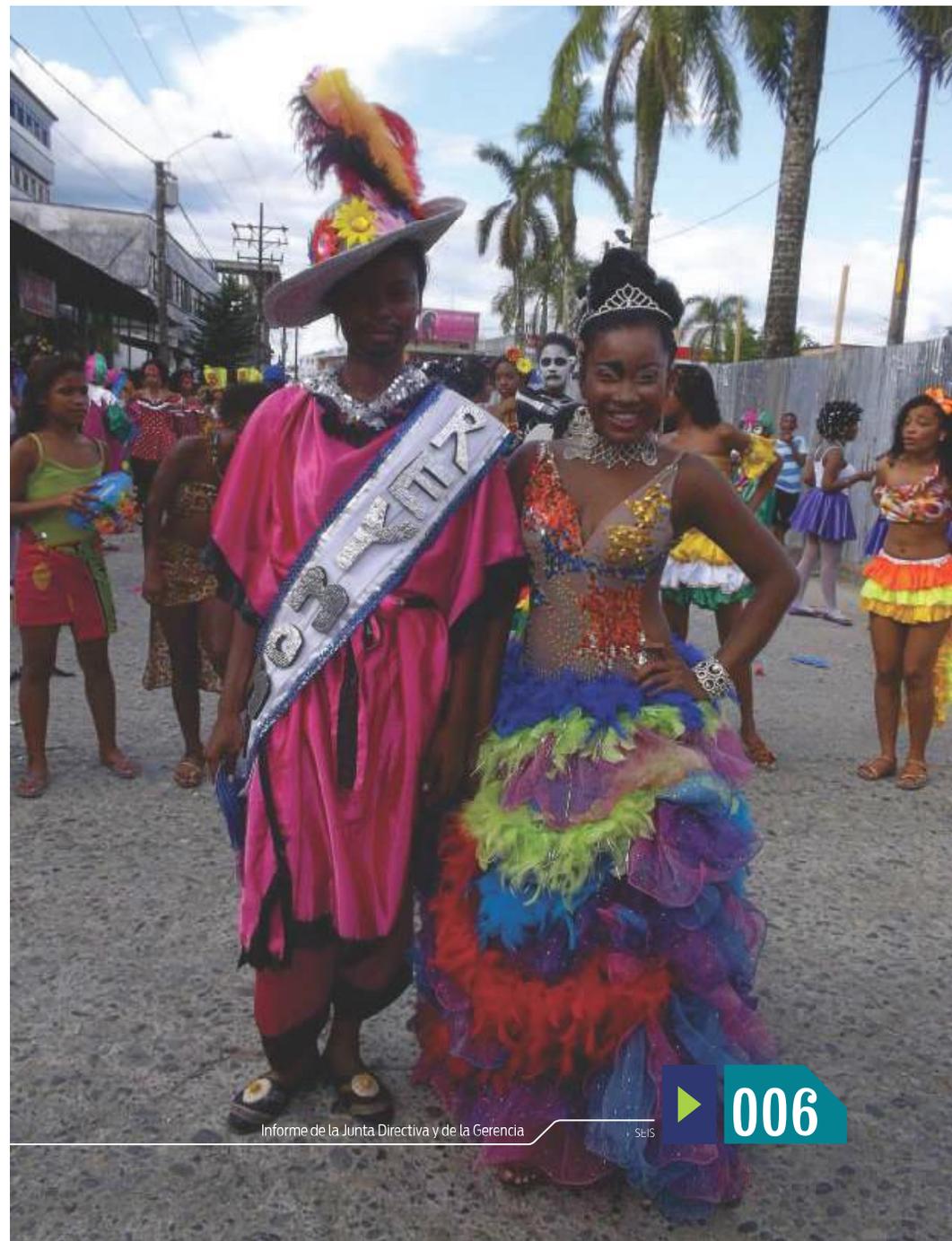
Los gastos de funcionamiento pasaron de \$8.198,4 millones en 2012, a \$8.748,2 millones en el 2013, lo que representó un incremento del 6,2%. Los otros ingresos alcanzaron \$1.467,4 millones en 2013, con una disminución del 0,77% respecto a 2012 y los otros gastos disminuyeron a \$140,8 millones en 2013 frente a \$4.759,9 millones de 2012.

La utilidad del ejercicio antes de impuestos en 2013 fue de \$4.303,2 millones. Sin embargo, la Reforma Tributaria que rige a partir del año 2013, llevó a que los ingresos percibidos por DISPAC generaran un Impuesto sobre la Renta para la Equidad -CREE de \$597,9 millones, lo cual generó una utilidad neta del ejercicio de \$3.705,3 millones, valor superior a los \$597,8 millones del ejercicio del año 2012.

Adicionalmente, en el tercer trimestre del año 2103 se solicitó a la Dirección de Aduanas e Impuestos Nacionales – DIAN la devolución de un saldo a favor por concepto de declaraciones de renta de \$2.563,5 millones, al cierre de este informe se está a la espera del pronunciamiento de la DIAN respecto de esta solicitud.

En materia de inversión en el año 2013, de los \$41.004,5 millones se comprometieron recursos por \$34.292 millones en proyectos de reducción de pérdidas de energía, reposición y remodelación de infraestructura, modernización de subestaciones, gestión de la distribución, estudios técnicos y obras de expansión para incorporar en el 2014 más de 2.500 usuarios de localidades de los municipios de Istmina y Medio San Juan. De los recursos por \$6.712,5 millones no comprometidos, \$6.000 millones corresponden al proyecto de refuerzo del Sistema de Transmisión Regional de DISPAC que, debido a los trámites previos que el mismo requiere ante la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME y otros operadores de red, debió desplazar su ejecución para el año 2014.

La Gerencia General, con el objetivo de afianzar las relaciones con los trabajadores de la Empresa, sus usuarios y la comunidad chochoana, e incidir de alguna manera en el mejoramiento de las difíciles condiciones de la misma, continuó liderando el programa de Responsabilidad Social Empresarial -RSE, al cual se destinó recursos por \$379,1 millones en 2013.



De otra parte, durante el año 2013 se obtuvo la renovación de la Certificación del Sistema de Gestión de Calidad bajo las normas ISO 9001:2008 y NTCGP1000 para el periodo 2014-2017, dejando el camino preparado para la Certificación integral bajo las normas OHSAS 18001 e ISO 14001 en Salud Ocupacional y Gestión Ambiental, respectivamente.

Finalmente, nos permitimos expresar que los sistemas de información que maneja DISPAC cumplen con las disposiciones contenidas en la Ley 603 de 2000 sobre Derechos de Autor, y que entre el 31 de Diciembre de 2013 y la fecha de presentación del informe no se han presentado hechos relevantes que cambien sustancialmente la situación de la Empresa.

Con respecto a la información de que trata el Artículo 446 del Código de Comercio y los artículos 46 y 47 de la Ley 222 de 1995, relacionada con las operaciones celebradas con los socios y los administradores de la Empresa, éstas se encuentran detalladas en la nota 20 de los estados financieros, en la cuenta salarios y honorarios de la Junta Directiva.

A continuación, se presenta a los accionistas el informe sobre la administración de la Empresa, que incluye el Informe de Gestión, los Estados Financieros con sus notas y el dictamen del Revisor Fiscal.


 Marcial Gilberto Grueso Bonilla
 Presidente Junta Directiva


 Víctor Hernando Rivera Díaz
 Gerente General DISPAC



2 Gobierno Corporativo

2.1

Accionistas

ACCIONISTAS	PARTICIPACIÓN ACCIONARIA
Nación - Ministerio de Minas y Energía	75,0271%
Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público	24,9725%
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	0,0001%
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	0,0001%
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	0,0001%
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	0,0001%
TOTAL	100%

2.2

Junta Directiva

MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

Ulpiano Plaza Pastrana Ministerio de Minas y Energía Primer Renglón Principal	Astrid Salcedo Saavedra Ministerio de Hacienda y Crédito Público Primer Renglón Suplente
Javier Octavio García Granados Ministerio de Minas y Energía Segundo Renglón Principal	Catalina Flechas Serna Ministerio de Hacienda y Crédito Público Segundo Renglón Suplente
Marcial Gilberto Grueso Bonilla Ministerio de Hacienda y Crédito Público Tercer Renglón Principal	María Paula Álvarez Ministerio de Hacienda y Crédito Público Tercer Renglón Suplente

2.3

Equipo Directivo

EQUIPO DIRECTIVO DE DISPAC

Víctor Hernando Rivera Díaz Gerente General DISPAC	Nubia Angarita Gómez Primer Suplente del Gerente General
Luis Enrique Gómez Díaz Asesor Administrativo y Financiero DISPAC	Edgar Francisco Latorre Rodríguez Asesor Técnico DISPAC
Bernardo Tolosa Gerente del Gestor	Rafael Cardona Subgerente de Distribución Gestor
María Elena Piedrahita Devia Subgerente Comercial Gestor	Carlos Felipe Cardona Díaz Subgerente Administrativo y Financiero Gestor



3 Plan Estratégico

Como parte de la gestión realizada durante el año 2013 y considerando los cambios introducidos al modelo de gestión a partir de abril de 2012, con la participación de la Junta Directiva y el personal de DISPAC, del Gestor, de la Interventoría y el apoyo de un Consultor Externo de amplio conocimiento en la materia, se logró el ajuste del Plan Estratégico Corporativo para el periodo 2013 – 2018, el cual fue aprobado por parte de la Junta Directiva de DISPAC.

Este nuevo Plan redefine la misión, la visión, las acciones a emprender y las metas a cumplir para el logro de los objetivos corporativos planteados para el período comprendido entre los años 2013 y 2018.

A continuación se presentan los principales elementos que forman parte del actual Plan Estratégico Corporativo de DISPAC.

3.1 Misión

Prestamos el servicio de energía eléctrica buscando la eficiencia operativa y la mejora continua de los procesos, para el beneficio de nuestros clientes y la generación de valor para la Empresa, con un recurso humano comprometido con el desarrollo económico y social del Departamento del Chocó.

3.2 Visión

En 2018 DISPAC será reconocida como una Empresa socialmente responsable con el Departamento del Chocó, valorada por sus clientes, financieramente sólida y con altos estándares de calidad en la prestación del servicio de energía.

3.3 Valores

- ▶ Honestidad
- ▶ Trabajo en equipo
- ▶ Enfoque al cliente
- ▶ Mejora continua
- ▶ Respeto

Objetivos y Estrategias

Los Objetivos establecidos en el Plan Estratégico son los siguientes:

- ▶ a) Ampliar y fortalecer el Sistema de Distribución para alcanzar estándares de eficiencia.
- ▶ b) Aumentar la satisfacción del Cliente.
- ▶ c) Consolidar la sostenibilidad financiera de la Empresa.
- ▶ d) Fortalecer los Sistemas de Gestión Corporativa.
- ▶ e) Aumentar el valor de la Empresa.
- ▶ f) Consolidar el Plan de Responsabilidad Social Empresarial.

De acuerdo con los objetivos planteados, se vienen desarrollando estrategias y tácticas orientadas al logro de los mismos, dentro de las cuales se encuentran:

- ▶ a) Para ampliar y fortalecer el Sistema de Distribución de DISPAC para alcanzar estándares de eficiencia operacional, durante el año 2013, se ejecutó el Plan de Reducción de Pérdidas de Energía, se desarrollaron programas de mantenimiento y reposición de infraestructura, se han venido adelantando acciones para lograr la ampliación de la capacidad del sistema eléctrico y se ha venido incrementado el valor promedio de la calidad del servicio.
- ▶ b) Con el fin de aumentar el nivel de satisfacción del cliente, durante el año 2013, se adelantó la medición del Nivel de Satisfacción del Usuario - NSU, el cual permite definir la línea base para emprender las acciones y programas para mejorar la satisfacción del cliente.
- ▶ c) Para consolidar la sostenibilidad financiera de la Empresa, se ha venido trabajando en la optimización de los costos y gastos, principalmente reduciendo los gastos financieros, obteniendo el suministro de energía para la venta mediante contratos de largo plazo e incrementando los ingresos por ventas de energía, a través de estímulos a los clientes para que paguen el valor del servicio y lograr adicionalmente la disminución de la cartera.
- ▶ d) Con el fin de lograr el fortalecimiento de los Sistemas de Gestión Corporativa, se ha venido trabajando en la mejora continua de procesos y procedimientos y del Sistema de Control Interno para lo cual en el año 2013 se logró incorporar en la planta de personal el cargo de Auditor de Control Interno, que coadyuvará al fortalecimiento de este Sistema.

Así mismo, durante el año 2013, se trabajó en la consolidación del Sistema de Gestión Integral a través de la depuración y mejora de formatos, preparación para obtener la certificación de HSEQ e implementación del Sistema de Indicadores de Gestión.

De otra parte, se ha venido consolidando y estabilizando el manejo de la información administrativa, contable y financiera a través del sistema SAP.

- ▶ e) El incremento del valor de la Empresa conforme a lo planteado en el Plan Estratégico Corporativo se fundamentará en la participación por parte de DISPAC en nuevos negocios en

el sector energético o en otros sectores, para lo cual se ha venido trabajando en la exploración de posibilidades de participación accionaria en proyectos de generación a través de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas – PCHs o en negocios complementarios relacionados con la operación de DISPAC.

- ▶ f) La consolidación del Plan de Responsabilidad Empresarial tiene como pilares fundamentales el diseño e implementación del Programa de Participación Social y Comunitaria, consolidación de la Imagen Corporativa y el diseño e implementación del Sistema de Gestión.



▶ 4 Datos Relevantes

4.1 Datos comerciales más relevantes

COMERCIALES	Unidad	2013	2012	Variación Anual
Energía Comprada	GWh	193,3	186,6	3,6%
Energía Facturada	GWh	143,7	140,8	2,1%
Energía Facturada a Clientes	Millones \$	39.317,4	37.910,1	3,7%
Subsidios	Millones \$	15.186,4	15.290,5	-0,7%
Ingresos Activos de Conexión al STN	Millones \$	346,9	293,4	18,2%
Ingresos Activos Nivel 4	Millones \$	12.251,4	13.419,7	-8,7%
Costo Unitario (CU a Diciembre)	\$/kWh	362,07	352,71	2,7%
Usuarios Facturados	Usuarios	69.729	65.007	7,3%

4.2 Datos técnicos más relevantes

DISTRIBUCIÓN	Unidad	2013	2012	Variación Anual
Pérdidas de Energía Distribuidor	%	20,97%	22,26%	-5,8%
Continuidad Promedio del Servicio	%	99,47%	99,20%	0,3%

4.3 Datos financieros más relevantes

FINANCIEROS	Unidad	2013	2012	Variación Anual
Ingresos Opcionales Netos	Millones \$	66.870,7	66.337,8	0,8%
Costos de Ventas de Servicios	Millones \$	50.336,5	48.011,1	4,8%
Depreciaciones y Amortizaciones	Millones \$	4.809,3	6.249,4	-23,0%
Utilidad o Pérdida Bruta	Millones \$	11.724,9	12.077,3	-2,9%
Gastos de Funcionamiento	Millones \$	8.748,2	8.198,4	6,7%
Utilidad o Pérdida Operacional	Millones \$	2.976,6	3.878,9	-23,3%
Ingresos y Egresos No Operacionales	Millones \$	1.326,6	(3.281,1)	-140,4%
Utilidad del Ejercicio Antes de Impuestos	Millones \$	4.303,2	597,8	619,8%
Impuesto Sobre la Renta para la Equidad - CREE	Millones \$	597,9	0,0	0,0%
Utilidad o Pérdida Neta	Millones \$	3.705,3	597,8	519,8%
EBITDA	Millones \$	7.531,5	10.323,8	-27,0%
Activos	Millones \$	163.752,4	168.710,1	-2,9%
Pasivos	Millones \$	9.239,0	17.902,0	-48,4%
Patrimonio	Millones \$	154.513,4	150.808,2	2,5%



5 Gestión del Negocio de Comercialización

Durante el año 2013, en materia de comercialización de energía se continuó con la consolidación de la integración del Sistema de Información Eléctrico Comercial SIEC V.3 con el Sistema ERP de SAP.

Así mismo, durante el año 2013, se participó en la reformulación del Plan Estratégico Corporativo para el período 2013 – 2018, el cual incluye para la actividad de comercialización estrategias como mejorar la cobertura de servicio al cliente y el diseño e implementación de un programa para mejorar la satisfacción del cliente, esto a través de la ampliación de puntos de pago, implementación del sistema de pago electrónico, capacitación del personal que tiene contacto con el cliente, capacitación a los clientes respecto de sus deberes y derechos, medición del Nivel de Satisfacción del Usuario- NSU, entre otros.

De otra parte, se mejoró el procedimiento de depuración y castigo de cartera de aquellas deudas de los clientes que son irrecuperables.

Desde inicios de 2013, se trabajó en el tema de reducción de pérdidas de energía a través de tres proyectos fundamentales: El primero, dedicado a identificar los puntos del sistema de mayores pérdidas para focalizar las acciones; el segundo, dirigido a la intervención de los circuitos identificados; y, el tercero, a la instalación de medición y gestión remota en aquellos transformadores del sistema de distribución con altas pérdidas de energía.

A continuación se presentan las principales cifras y datos relacionados con el negocio de comercialización.

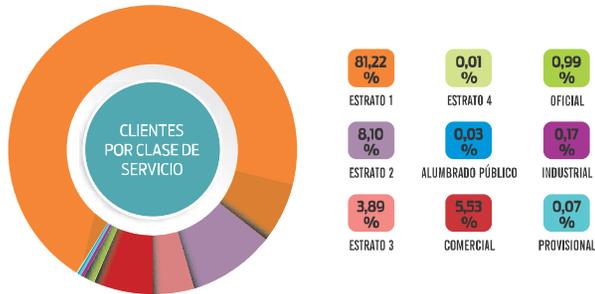


Mercado De Comercialización De DISPAC

Al finalizar 2013, el número de clientes facturados por DISPAC alcanzó la cifra de 69.729. Este valor representa un aumento de 7,3% frente a los 65.007 clientes facturados en 2012. El incremento se explica principalmente por las acciones de recuperación de pérdidas de energía que normalizan usuarios conectados de manera

irregular a las redes y son incluidos en la base de datos del mercado de DISPAC. Así mismo, existen en el Mercado de Comercialización de DISPAC 2 usuarios que son atendidos por otros comercializadores: La Minera El Roble y Colombia Telecomunicaciones S.A. E.S.P. atendidos por ISAGEN y Energía Empresarial de la Costa Atlántica, respectivamente.

Dentro de la estructura de los clientes atendidos por DISPAC, los residenciales representan el 93,2%, el sector comercial el 5,5%, el oficial el 1,0% y los demás sectores representan el 0,3% del total de usuarios, como se observa en el siguiente gráfico:



La variación de clientes por clase de servicio se muestra en el siguiente cuadro:

CLIENTES POR CLASE DE SERVICIO

CLASE DE SERVICIO	2013	2012	VARIACIÓN ANUAL
Alumbrado Público	18	18	0,0%
Comercial	3.853	3.788	1,7%
Oficial	688	676	1,8%
Industrial	118	117	0,9%
Provisional	52	54	-3,7%
Residencial Estrato 1	56.636	52.117	8,7%
Residencial Estrato 2	5.645	5.543	1,8%
Residencial Estrato 3	2.710	2.685	0,9%
Residencial Estrato 4	9	9	0,0%
TOTAL	69.729	65.007	7,3%

Se destaca el incremento de 8,7% de los clientes del Estrato 1, el resto de clientes crecieron a una tasa cercana al 1,8%, excepto el industrial y el Estrato 2 que crecen el 0,9% y el provisional que se reduce en el 3,7%.

En el mercado de DISPAC, cinco (5) de los quince (15) municipios atendidos concentran el 84,5% del total de usuarios, éstos son: Quibdó, Istmina, Tadó, Condoto y Unión Panamericana. El número de clientes y la participación en la estructura del mercado se presentan en el cuadro siguiente:

CLIENTES POR MUNICIPIO

MUNICIPIO	2013	2012	PARTICIPACIÓN AÑO 2013	VARIACIÓN ANUAL
Atrato	1.295	1.262	1,9%	2,6%
Bagadó	895	830	1,3%	7,8%
Cantón de San Pablo	930	870	1,3%	6,9%
Cértégui	1.084	978	1,6%	10,8%
Condoto	4.029	3.781	5,8%	6,6%
Istmina	9.443	8.466	13,5%	11,5%
Lloró	1.169	1.115	1,7%	4,8%
Medio Baudó	1.013	683	1,5%	48,3%
Medio San Juan	1.034	1.007	1,5%	2,7%
Nóvita	1.262	1.100	1,8%	14,7%
Quibdó	38.653	36.627	55,4%	5,5%
Río Iró	949	829	1,4%	14,5%
Río Quito	1.148	1.089	1,6%	5,4%
Tadó	5.008	4.658	7,2%	7,5%
Unión Panamericana	1.817	1.712	2,6%	6,1%
TOTAL	69.729	65.007	11,0%	7,3%





Del total de clientes del Mercado atendido por DISPAC, 9.187 se encuentran ubicados en el área rural es decir el 13,2%, mientras que el 86,8% que corresponde a 60.542 clientes están en el área urbana, composición que no presenta variación respecto a la de 2012.

Los clientes urbanos y rurales por municipio se muestran en el siguiente cuadro:

CLIENTES POR MUNICIPIO DE ACUERDO A SU UBICACIÓN URBANA O RURAL

MUNICIPIO	URBANA	RURAL	TOTAL	% URBANO	% RURAL
Quibdó	37.444	1.209	38.653	96,9%	3,1%
Istmina	8.365	878	9.443	90,7%	9,3%
Tadó	3.672	1.336	5.008	73,3%	26,7%
Condoto	3.160	869	4.029	78,4%	21,6%
Unión Panamericana	872	945	1.817	48,0%	52,0%
Atrato	656	639	1.295	50,7%	49,3%
Nóvita	906	356	1.262	71,8%	28,2%
Lloró	836	333	1.169	71,5%	28,5%
Río Quito	394	754	1.148	34,3%	65,7%
Cértegui	1.021	63	1.084	94,2%	5,8%
Medio San Juan	930	104	1.034	89,9%	10,1%
Medio Baudó	268	745	1.013	26,5%	73,5%
Cantón de San Pablo	591	339	930	63,5%	36,5%
Bagadó	752	143	895	84,0%	16,0%
Río Iró	475	474	949	50,1%	49,9%
TOTAL	60.542	9.187	69.729	86,8%	13,2%

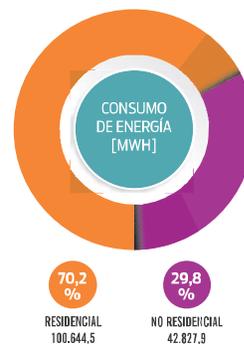
En el siguiente cuadro se observa la participación del número de clientes y el valor facturado por consumo de energía a los clientes residenciales y no residenciales.

ESTRUCTURA DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS SECTORES RESIDENCIAL Y NO RESIDENCIAL EN EL MERCADO DE DISPAC

CLASE DE SERVICIO	Número de Clientes	Participación	Valor Facturado (Millones \$)	Participación	Energía MWh	Participación
Residencial	65.000	93,2%	22.009,2	56,0%	100.901,5	70,2%
No Residencial	4.729	6,8%	17.308,2	44,0%	42.827,9	29,8%
TOTAL	69.729	100,0%	39.317,4	100,0%	143.729,4	100,00%



Consumo de Energía de los sectores Residencial y No Residencial



Cientes de los sectores Residencial y No Residencial



Valor del Consumo de Energía de los sectores Residencial y No Residencial



5.2 Clientes Medidos

En 2013, se incrementó el número de clientes medibles en un 7,5%, mientras que el porcentaje de clientes medidos tuvo un aumento del 10,5%, lo cual sitúa el porcentaje de medición en un 94,3%. En el siguiente cuadro se presenta la evolución del número de clientes medidos.

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES MEDIDOS

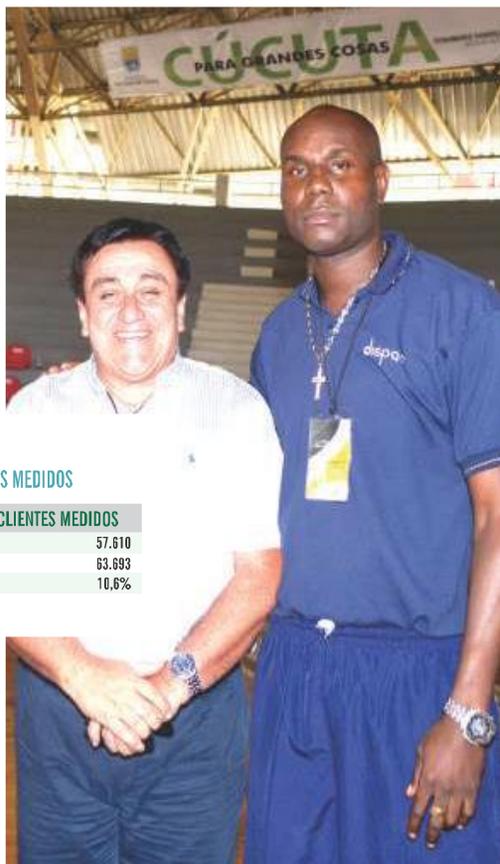
AÑO	CLIENTES MEDIBLES	CLIENTES MEDIDOS
2012	62.822	57.610
2013	67.505	63.693
Variación Anual	7,5%	10,6%

La mayoría de los clientes que aún no cuentan con medición individual se encuentran localizados en zonas rurales en las que todavía no se ha realizado la remodelación de las redes. En el cuadro siguiente se presenta el tipo de medidores instalados según la clase de servicio.

TIPO DE MEDIDORES INSTALADOS EN EL MERCADO DE DISPAC DE ACUERDO CON LA CLASE DE SERVICIO

ÍTEM	TIPO DE MEDIDOR	CLASE DE SERVICIO				TOTAL	
		Residencial	Comercial	Oficial	Industrial		
1	Monofásicos	50.277	2.061	318	-	52.654	82,7%
2	Bifásicos	5.349	1.016	140	27	6.532	10,3%
3	Trifásicos	252	389	113	53	807	1,3%
	Total Medidores Convencionales	58.878	3.466	589	80	59.993	94,2%
5	Medidores Prepago	470	-	-	-	470	0,7%
6	Medición Centralizada	2.932	268	30	-	3.230	5,1%
	Total Medidores Instalados	59.280	3.734	599	80	63.693	100,0%

El 94,2% de la medición corresponde a medidores de tipo convencional. Del total de medidores el 82,7% son monofásicos, 10,3% bifásicos y 1,3% trifásicos, mientras que tan solo el 0,7% son prepago y 5,1% de tecnología de medición centralizada (medición remota) que también permiten la medición prepago.



5.3 Compras y Ventas de Energía

5.3.1 Compras de Energía

En 2013, las compras de energía eléctrica realizadas para atender la demanda del mercado regulado fueron de 193,3 GWh, lo cual representa un incremento del 3,6% frente a los 186,5 GWh comprados en 2012.

La comparación del comportamiento mensual de la demanda de energía eléctrica de los años 2012 y 2013, se muestra a continuación:

DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

MES	2013 MWh	2012 MWh	VARIACIÓN PORCENTUAL
Enero	16.986,9	15.752,7	7,8%
Febrero	14.890,1	14.917,7	-0,2%
Marzo	16.376,7	16.080,3	1,8%
Abril	16.411,8	15.303,5	7,2%
Mayo	15.385,5	16.124,3	-4,6%
Junio	15.630,6	15.148,0	3,2%
Julio	16.070,6	15.727,5	2,2%
Agosto	16.077,0	15.304,4	5,0%
Septiembre	15.945,0	15.774,8	1,1%
Octubre	16.526,2	15.947,7	3,6%
Noviembre	15.957,5	13.797,7	15,7%
Diciembre	17.057,3	16.674,9	2,3%
TOTAL	193.315,3	186.553,5	3,6%

En 2013, las compras de energía se realizaron a través de contratos de suministro de largo plazo y de transacciones en la Bolsa de Energía del Mercado de Energía Mayorista – MEM. En enero de 2013, DISPAC debió comprar el 100% de su demanda en la bolsa de energía a un precio promedio de 186,53 \$/kWh, mientras que el valor de la energía transada en contratos por los agentes del MEM para ese mes fue de 140,36 \$/kWh, debido a los trámites que debió adelantar ante el Consejo Superior de Política Fiscal – CONFIS para asumir obligaciones con cargo a presupuestos de vigencias futuras y a la falta de ofertas para lograr cobertura de su

demanda mediante contratos de suministro.

Como resultado de la compra de la energía en la bolsa, el valor calculado del Costo Unitario del Nivel de Tensión 1 que se debía cobrar a los usuarios finales por los consumos del mes de enero de 2013 se ubicó en 477,89 \$/kWh, valor muy superior a los 359,67 \$/kWh cobrado por los consumos de diciembre de 2012, lo que obligó a DISPAC a tomar la decisión de aplicar una senda tarifaria, de conformidad con lo previsto en la Resolución CREG 168 de 2008, con el fin de minimizar el impacto de estos altos precios de bolsa en los usuarios.



El valor neto pagado por concepto de compras de energía para el año 2013 fue de \$26.658,6 millones, presenta un incremento del 9,8% respecto a los \$24.271,5 millones pagados en 2012. Del valor total pagado por las compras de energía, \$24.455,9 millones corresponden a compras en contratos bajo la modalidad pague lo contratado y \$5.043,6 millones a compras en bolsa con lo cual el valor de las compras de energía fue de \$29.499,5 millones, valor al que hay que

descontarle el ingreso recibido por ventas de energía realizadas por DISPAC en bolsa que ascendió a \$2.840,9 millones de pesos, lo cual hace que el valor neto pagado por las compras de energía fuera de \$26.658,6 millones, como se mencionó anteriormente.

En el siguiente cuadro, se presentan las cantidades y precios de la energía transada a lo largo de 2013:

COMPRAS Y VENTAS DE ENERGÍA REALIZADAS DURANTE EL AÑO 2013

MES	CONTRATOS		BOLSA			
	CANTIDAD (MWh)	PRECIO (\$/kWh)	COMPRAS		VENTAS	
			CANTIDAD (MWh)	PRECIO (\$/kWh)	CANTIDAD (MWh)	PRECIO (\$/kWh)
Enero	-	-	16.986,90	186,53		0,00
Febrero	15.665,68	134,17	219,09	179,80	994,65	187,79
Marzo	16.649,10	134,58	2.004,56	131,57	2.276,96	150,27
Abril	16.031,22	134,15	1.885,97	235,89	1.505,40	236,00
Mayo	16.797,89	134,41	993,34	154,84	2.405,68	125,44
Junio	16.490,63	134,72	922,58	131,78	1.782,63	154,40
Julio	16.629,56	134,72	1.283,98	245,43	1.842,90	231,82
Agosto	16.960,34	134,72	665,87	160,77	1.549,26	155,97
Septiembre	16.577,97	134,52	426,93	128,70	1.059,91	151,30
Octubre	16.705,30	133,47	978,07	221,43	1.151,19	195,41
Noviembre	16.451,12	133,45	207,43	203,35	701,03	208,50
Diciembre	17.297,69	133,13	829,80	139,69	1.070,16	166,90
TOTAL	182.256,50	134,18	27.404,52	184,04	16.345,77	173,80
	24.455,9 Millones \$		5.043,6 Millones \$		2.840,9 Millones \$	

Las compras o ventas de energía en el Mercado de Energía Mayorista - MEM se transan para periodos horarios y suele suceder que para una determinada hora de un día cualquiera no se tenga cobertura del 100% de la demanda mediante contratos o que existan diferencias entre las cantidades de energía contratadas para atender esa demanda y la demanda real, lo cual hace que esa diferencia se transa en la Bolsa. Cuando la demanda real es superior a la contratada, se realiza una compra en la Bolsa y cuando la demanda real es inferior a la contratada, se realiza una venta y, en caso que las dos

demandas coincidan, no hay transacción en la Bolsa.

El precio promedio de compra de la energía eléctrica por parte de DISPAC en el año 2013, fue de 137,90 \$/kWh, valor que fue inferior al valor de los contratos transados por todos los agentes comercializadores en el MEM, en promedio de 139,82 \$/kWh. El valor promedio de compra en contratos fue de 134,18 \$/kWh, el de compra en la Bolsa de 184,04 \$/kWh y el de venta en Bolsa fue de 173,80 \$/kWh.



La energía necesaria para atender la demanda del Mercado Regulado de DISPAC se compró durante el año 2013 en contratos de Largo Plazo suscritos con Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P.-EPM y Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P., en la modalidad "Pague lo Contratado". Las desviaciones de la demanda real frente a la proyectada se transaron en la Bolsa de Energía, así:

PROVEEDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PROVEEDOR	% COMPRA DE ENERGÍA
EPM	89,0%
EMEESA	5,3%
Bolsa	5,7%

A través de contratos de largo plazo se obtuvo el 94,3% (182,3 Gwh) de la energía requerida y en la Bolsa del Mercado de Energía Mayorista - MEM el 5.7% restante (11,0GWh).

5.3.2 Ventas de Energía

Las ventas de energía de DISPAC en el año 2013 ascendieron a 143,7 GWh, superior en 2,1% respecto a 2012, año en el cual fueron de 140,8 GWh. Estas ventas representaron ingresos de \$39.317,4 millones, como se muestra en el siguiente cuadro:

VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DETALLE	UNIDAD	2013	2012	VARIACIÓN ANUAL
Ventas de Energía	Millones \$	52.604,4	51.334,5	2,5%
Ingresos Facturación Consumo	Millones \$	39.317,4	37.910,1	3,7%
Subsidios	Millones \$	13.287,0	13.424,4	-1,0%
Ventas de Energía	GWh	143,7	140,8	2,1%



Los subsidios causados en el año 2013 tuvieron una disminución de 0,7% frente al valor del año 2012, al pasar de \$15.290,5 millones a \$15.186,4 millones. Los subsidios causados en el año 2013 corresponden al 28,9% de los ingresos totales por ventas de energía del año. Estos subsidios benefician al 93,2% de los usuarios.

En el siguiente cuadro se presentan las ventas de 2013 comparadas con las de 2012, de acuerdo con la clase de servicio:

VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CLASE DE SERVICIO

CLASE	2013 MWh	2012 MWh	VARIACIÓN PORCENTUAL
Alumbrado Público	4.045,6	3.612,1	12,0%
Comercial	25.116,1	24.478,7	2,6%
Oficial	12.323,4	12.477,3	-1,2%
Industrial	658,8	875,9	-24,8%
Provisional	684,0	628,0	8,9%
Estrato 1	82.214,5	79.861,6	2,9%
Estrato 2	11.693,6	11.894,1	-1,7%
Estrato 3	6.956,2	6.948,4	0,1%
Estrato 4	37,2	38,7	-4,1%
TOTAL	143.729,4	140.814,7	2,1%

En la gráfica se muestra la participación en la cantidad de energía vendida de cada una de las clases de servicio:

CANTIDAD DE ENERGÍA VENDIDA POR CLASE DE SERVICIO

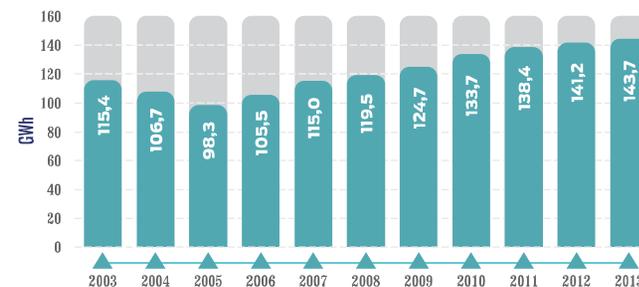


57,2 % ESTRATO 1	0,00 % ESTRATO 4	8,6 % OFICIAL
8,1 % ESTRATO 2	2,8 % ALUMBRADO PÚBLICO	0,5 % INDUSTRIAL
4,8 % ESTRATO 3	17,5 % COMERCIAL	0,5 % PROVISIONAL



En la gráfica siguiente se presenta la evolución de la cantidad de energía vendida por DISPAC entre los años 2003-2013:

EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD DE ENERGÍA VENDIDA (GWh)



5.4

Medición Prepago

En el mercado de Comercialización atendido por DISPAC, a aquellos clientes que presentan mora en el pago de sus obligaciones contraídas por concepto de los servicios prestados se les ha instalado medición prepago, con el fin de ofrecerles la posibilidad de disfrutar del servicio de energía eléctrica a la vez que van saldando la deuda.

Al finalizar 2013, 470 clientes disponían de medidores prepago, lo que ha permitido implementar una solución de alto contenido social cuyos principales beneficios son:

- ▶ Reducción de la morosidad.
- ▶ Crea en el cliente cultura de uso racional de energía.
- ▶ Mantiene al cliente al día en el cumplimiento del acuerdo de pago.
- ▶ Se demanda energía previamente pagada (se consume de acuerdo a la capacidad de pago).
- ▶ Minimiza el riesgo de fraude.
- ▶ Adecúa la compra de energía a la temporalidad de ingresos del cliente.

En el siguiente cuadro se presentan los resultados obtenidos en los años 2012 y 2013 con la utilización de esta tecnología:

VALORES FACTURADOS A CLIENTES CON MEDIDOR PREPAGO

CONCEPTOS FACTURADOS	2013	2012	VARIACIÓN ANUAL
Energía Vendida \$	\$ 128.114.855	\$ 138.995.154	-7,1%
Subsidios \$ (-)	-\$ 63.322.721	-\$ 69.204.542	-8,5%
Abono a Deuda \$ (+)	\$ 8.682.366	\$ 11.497.349	-24,5%
Valor Recaudado \$ (=)	\$ 74.474.499	\$ 81.287.961	-8,4%
OTROS DATOS			
Energía Vendida [kWh]	347.645	369.479	-5,9%
Número de Recargas	11.398	12.822	-11,1%
Valor Promedio por Recarga	6.609	6.106	8,2%
Consumo Promedio Usuario Estrato 1 [kWh/mes]	93,61	100,24	-6,6%
Consumo Promedio Usuario Estrato 2 [kWh/mes]	110,99	94,62	17,3%

Medición Remota

Al finalizar 2013, se tenía instalada medición remota a 3.230 clientes, cantidad que al ser comparada con los 2.198 que se tenían al finalizar 2012, representa un incremento del 47% del número clientes con este tipo de moderna tecnología.

Los 3.230 clientes están vinculados a 37 transformadores de distribución ubicados en diferentes circuitos de la ciudad de Quibdó.

Dichos transformadores tenían en promedio pérdidas superiores al 36% y después de la instalación de esta tecnología, este valor se situó por debajo del 13%.

En el siguiente cuadro se puede observar que las pérdidas eran de 276,6 MWh mensuales y con la medición remota se redujeron a 64,1 MWh.

VARIACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN CLIENTES CON MEDICIÓN REMOTA

Ubicación	Número del Transformador	Circuito	PÉRDIDAS ACTUALES		PÉRDIDAS ANTES DEL SISTEMA	
			Pérdidas kWh	% Pérdidas con el sistema	Pérdidas kWh	% Pérdidas antes del sistema
Cristo Rey	121	SQ-201	410	3,0%	30.254	84,7%
Simón Bolívar	2023	SM-201	3.307	31,9%	13.254	66,9%
Minuto de Dios	635	SM-201	3.178	20,7%	18.220	60,4%
Minuto de Dios	2037	SQ-203	499	6,9%	9.039	58,2%
San Martín	226	SQ-201	2.172	15,1%	14.961	56,7%
Niño Jesús	289	SM-201	1.268	8,7%	17.911	55,7%
Caraño	714	SQ-203	785	8,0%	10.747	55,4%
Minuto de Dios	744	SQ-203	1.719	12,5%	12.244	49,6%
Zona Minera	669	SM-201	1.488	12,4%	10.141	49,4%
Cesar Conto	142	SQ-201	4.035	29,2%	9.140	43,8%
Zona Minera	677	SM-201	466	4,3%	9.823	40,9%
Las Margaritas	736	SQ-203	2.118	8,0%	11.996	39,5%
Los Castillos	675	SM-201	1.108	5,3%	9.358	38,0%
Niño Jesús	237	SQ-201	340	2,3%	7.018	37,5%
San Vicente	219	SQ-201	1.363	10,2%	7.826	37,3%
Cesar Conto	138	SQ-201	980	8,4%	3.665	33,6%
La Cascorba	4102	SM-201	2.977	26,7%	3.466	32,0%
Huapango	385	SQ-202	1.949	7,5%	12.301	31,9%
Buenos Aires	335	SQ-202	2.064	13,0%	3.352	31,2%
Buenos Aires	336	SQ-202	746	10,0%	3.289	30,6%
Zona Minera	663	SM-201	4.775	28,0%	5.164	29,6%
Niño Jesús	241	SQ-201	1.159	8,9%	4.101	28,6%
Zona Minera	2027	SM-201	4.272	24,8%	4.458	28,4%
Monserate	326	SQ-202	1.447	17,1%	1.895	25,9%
Poblado	2013	SM-201	2.305	17,1%	2.809	25,1%

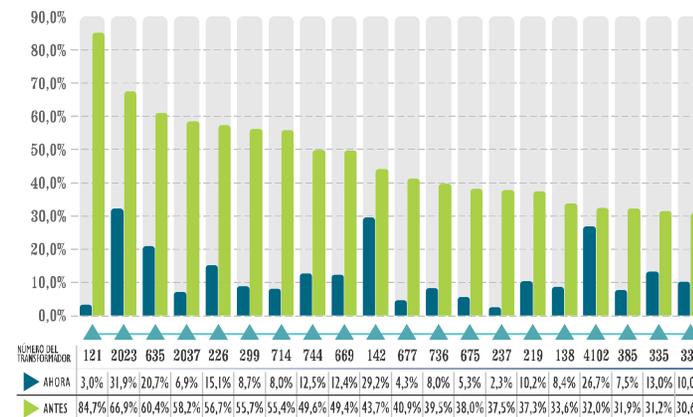
Como se puede observar, los valores facturados a clientes con la opción de medición prepago disminuyeron en un 7,1% entre 2012 y 2013, básicamente por una caída de la cantidad de energía consumida. Así mismo, se observa que el consumo promedio de los clientes con medición prepago está por debajo del consumo de subsistencia (176 kWh/mes para alturas de hasta 1.000 msnm y 130 kWh/mes para altura mayores a 1.000 msnm).

Ubicación	Número del Transformador	Circuito	PÉRDIDAS ACTUALES		PÉRDIDAS ANTES DEL SISTEMA	
			Pérdidas kWh	% Pérdidas con el sistema	Pérdidas kWh	% Pérdidas antes del sistema
Cristo Rey	104	SQ-201	810	4,0%	4.466	25,0%
Flores de Buenai	3034	SM-201	928	14,7%	1.405	24,7%
Roma	150	SQ-201	347	1,2%	6.161	24,5%
Minuto de Dios	643	SM-201	2.001	12,3%	4.480	24,5%
Jardín	2740	SM-201	3.382	21,0%	4.618	24,4%
Poblado	4074	SM-201	989	13,5%	1.597	24,3%
Simón Bolívar	2166	SM-201	1.028	12,1%	1.963	23,6%
Minuto de Dios	623	SM-201	2.586	19,1%	2.927	23,5%
Simón Bolívar	2003	SM-201	2.147	17,9%	3.159	22,9%
Reposo I	342	SQ-202	1.336	12,6%	2.251	22,4%
Cesar Conto	190	SQ-201	1.001	3,5%	3.734	20,0%
Kennedy	2052	SQ-202	626	5,5%	2.437	15,4%
TOTALES			64.132	12,8%	276.610	36,4%

En el cuadro se observa el beneficio de tener instalado este tipo de tecnología en el Sistema de Distribución, ya que la recuperación de energía se logra principalmente en disminución en las compras, puesto que los clientes al ver la imposibilidad de vulnerar el sistema, disminuyen su consumo.

Es por eso que para el año 2014 está prevista una inversión del orden de \$2.042 millones, la cual permitirá la instalación de 2.500 nuevos equipos de este tipo a clientes del sistema eléctrico de DISCAP.

RESULTADOS EN 20 TRANSFORMADORES CON CLIENTES QUE TIENEN INSTALADA MEDICIÓN REMOTA Y QUE TENÍAN PÉRDIDAS SUPERIORES AL 30%



5.6

Comportamiento Tarifario

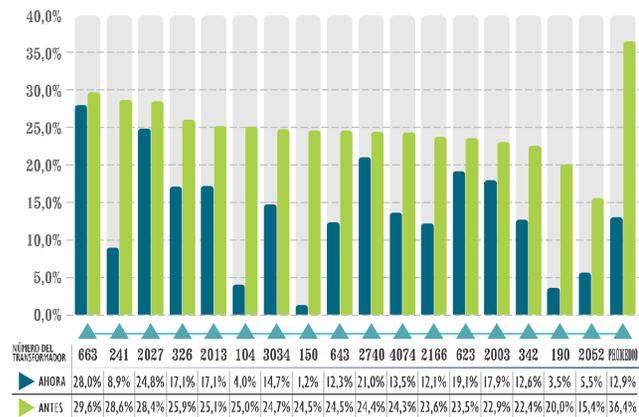
En el último año el valor promedio del Costo Unitario de Prestación del Servicio -CU- del Nivel de Tensión 1, tuvo un incremento del 1,4% al pasar de 367,35 \$/KWh en 2012 a 372,48 \$/KWh en 2013, explicado principalmente por el incremento en la componente que refleja el costo de compras de energía asociado a los altos precios de las compras en Bolsa de Energía.

En el siguiente cuadro se presenta la variación del CU de los niveles de tensión 1 y 2 aplicado al cobro del consumo de los clientes atendidos:

COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE LOS NIVELES DE TENSIÓN 1 Y 2

MES	2013		2012	
	NIVEL 1 (\$/kWh)	NIVEL 2 (\$/kWh)	NIVEL 1 (\$/kWh)	NIVEL 2 (\$/kWh)
Enero	359,67	314,78	378,08	324,12
Febrero	361,47	316,36	392,09	337,83
Marzo	363,28	317,94	371,23	316,37
Abril	365,09	319,53	369,39	314,83
Mayo	370,57	324,32	378,36	324,85
Junio	376,12	329,19	369,57	316,49
Julio	381,77	334,12	366,71	314,05
Agosto	387,50	331,34	361,29	319,58
Septiembre	393,31	318,25	351,78	309,67
Octubre	388,88	312,90	358,93	316,23
Noviembre	360,08	312,25	358,04	313,14
Diciembre	362,07	314,33	352,71	308,09
CU PROMEDIO	372,48	320,44	367,35	317,94

RESULTADOS EN 17 TRANSFORMADORES CON CLIENTES QUE TIENEN INSTALADA MEDICIÓN REMOTA Y QUE TENÍAN PÉRDIDAS INFERIORES AL 30%



En el siguiente cuadro se registra el valor del CU y de cada uno de sus componentes para los meses de diciembre de los años 2012 y 2013:

COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO - CU PARA EL NIVEL DE TENSIÓN 1

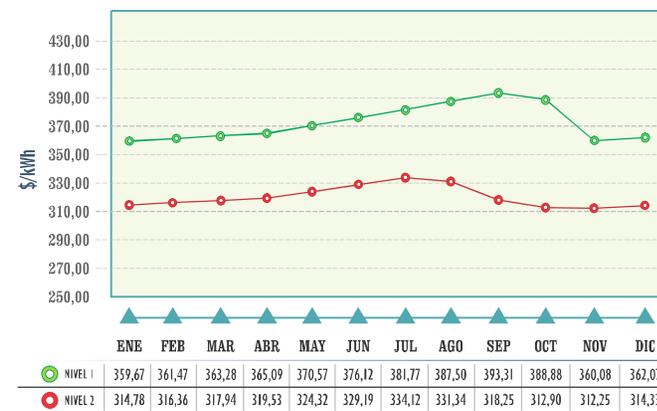
COMPONENTE	2013 \$/kWh	2012 \$/kWh	VARIACIÓN \$/kWh	VARIACIÓN ANUAL
G (Generación)	136,77	132,38	4,39	3,32%
T (Transmisión)	20,35	21,17	-0,82	-3,87%
R (Restricciones)	5,32	4,48	0,86	19,28%
C (Comercialización)	71,11	68,76	2,35	3,42%
PRNI (Pérdidas Reconocidas Nivel 1)	26,79	26,12	0,67	2,57%
D (Nivel 1)	101,73	99,82	1,91	1,91%
CU (NIVEL 1)	362,07	352,71	9,36	2,65%

El incremento en el valor del CU obedece fundamentalmente al incremento de los precios de la energía comprada, así como al incremento del valor de la componente del costo de comercialización, la cual cubre los costos asociados a la atención de los clientes, tales como toma de lecturas, entrega de

facturas, liquidación y facturación, impresión de facturas, recaudo, gestión de cartera y atención de clientes.

La gráfica presenta la evolución del Costo Unitario que se aplicó durante el año 2013:

EVOLUCIÓN DEL COSTO UNITARIO APLICADO EN EL AÑO 2013



El Costo Unitario de Prestación del Servicio del mes de diciembre de 2013 aplicado por DISPAC no es de los más altos del país, como se podría pensar. En el siguiente cuadro se evidencia que existen en Colombia por lo menos 18 empresas comercializadoras de energía eléctrica que presentaban costos unitarios superiores.

**COSTO UNITARIO APLICADO EN DICIEMBRE DE 2013
POR ALGUNAS EMPRESAS COMERCIALIZADORAS DE ENERGÍA**

EMPRESA	Mercado	Costo Unitario Nivel 1 \$/kWh
Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A. E.S.P.	Sibundoy	455,01
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	Bajo Putumayo	440,00
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	Nariño	430,13
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Meta	424,31
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	Cundinamarca	422,63
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	Caquetá	422,15
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	Boyacá	406,39
Compañía Energética de Occidente	Cauca	403,67
Enertolima S.A. E.S.P.	Tolima	386,50
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	Huila	385,25
Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.	Arauca	378,45
Empresas Municipales de Cali EMCALI E.I.C.E.	Cali	377,98
Centrales Eléctricas de Caldas S.A. E.S.P.	Caldas	377,76
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	Valle del Cauca	370,14
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	Putumayo	368,23
Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P.	Norte de Santander	364,08
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	Antioquia Unificado	363,27
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	Santander	370,17
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	Chocó	362,07
Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.	Cartago	353,91
Codensa S.A. E.S.P.	Bogotá	351,67
Empresa de Energía de Quindío S.A. E.S.P.	Quindío	348,52
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	Tuluá	347,29
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	Pereira	343,43
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	Caldas	326,87

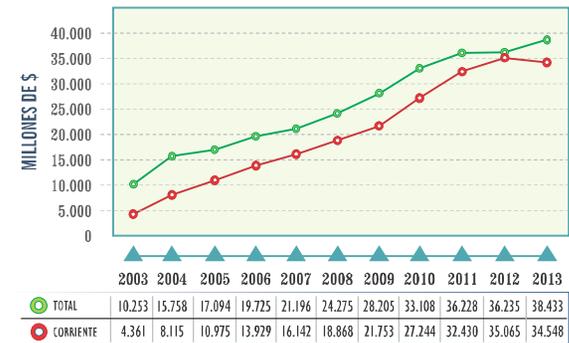
5.7 Recaudo

El valor del recaudo por facturación a los clientes fue de \$39.091,4 millones: \$34.547,6 millones corresponden a recaudo corriente, \$3.885,0 millones a recaudo por concepto de cartera y \$658,8 millones a recursos asignados por el Fondo de Energía Social (FOES).



En la gráfica se observa la evolución positiva que ha tenido el comportamiento del nivel de recaudo entre los años 2003 y 2013:

EVOLUCIÓN DEL RECAUDO CORRIENTE Y TOTAL ENTRE 2003 Y 2013



En la siguiente gráfica se observa el porcentaje de recaudo total que ha tenido DISPAC desde el año 2003:

INDICADOR DE RECAUDO



Cartera

El monto de la cartera comercial al finalizar el año 2013 fue de \$17.941,5, de este valor la cartera vencida con antigüedad mayor a un año ascendió a \$12.800 millones lo cual representa al 71,3% de la cartera total. La cartera vencida con antigüedad menor igual a un año, fue de \$4.403,3 millones con un participación del 24,5% y la cartera corriente

cuyo valor fue de \$738,2 millones corresponde al 4,1% del total de cartera comercial.

En el siguiente cuadro se presenta la cartera de DISPAC por clase de servicio y edad, al finalizar el año 2013:

CARTERA POR CLASE DE SERVICIO Y EDAD A DICIEMBRE DE 2013 (MILLONES \$)

CLASE DE SERVICIO	Corriente	a 30 días	a 60 días	a 90 días	a 180 días	a 360 días	>a 360 días	TOTAL
Alumbrado Público	89,6	88,9	88,8	89,8	264,7	509,5	2.658,1	3.789,4
Comercial	135,6	105,5	43,0	35,8	104,9	173,2	936,0	1.534,1
Industrial	6,2	3,9	2,9	2,8	4,4	17,1	108,4	145,6
Oficial	214,6	151,5	92,3	69,3	128,3	133,7	2.365,2	3.154,9
Provisional	12,3	9,3	2,6	0,3	9,4	18,3	12,4	64,7
Residencial E1	255,7	198,8	162,2	230,1	572,4	1.014,3	6.314,5	8.748,0
Residencial E2	15,6	6,8	4,9	5,8	13,5	24,5	314,5	385,8
Residencial E3	8,2	3,7	2,3	1,7	5,4	6,4	90,9	118,6
Residencial E4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
TOTAL	738,2	568,5	399,0	435,6	1.103,0	1.897,2	12.800,0	17.941,5
PARTICIPACIÓN 2013	4,1%	3,2%	2,2%	2,4%	6,1%	10,6%	71,3%	100,0%
CARTERA AÑO 2012	644,8	386,3	384,4	387,5	904,3	1.635,2	11.506,6	15.849,0
PARTICIPACIÓN 2012	4,1%	2,4%	2,4%	2,4%	5,7%	10,3%	72,6%	100,0%

De la cartera comercial de DISPAC, el 72,3% tiene una antigüedad mayor a 5 años, 15,6% una antigüedad entre 2 y 5 cinco años y el 12,2% corresponde a cartera entre 1 y 2 años, como se muestra enseguida:

ANTIGÜEDAD DE LA CARTERA MAYOR A 360 DÍAS POR CLASE DE SERVICIO A DICIEMBRE DE 2013 (MILLONES \$)

CLASE DE SERVICIO	1 A 2 AÑOS	2 A 3 AÑOS	3 A 4 AÑOS	4 A 5 AÑOS	>5 AÑOS	TOTAL
Alumbrado Público	0,0	153,9	292,4	0,0	2.211,8	2.658,1
Comercial	131,0	118,9	51,4	133,2	501,4	936,0
Industrial	14,3	5,6	10,3	30,8	47,4	108,4
Oficial	32,4	112,1	82,8	130,2	2.007,7	2.365,2
Provisional	12,4	0,0	0,0	0,0	0,0	12,4
Residencial E1	1.237,9	226,7	409,0	191,9	4.249,0	6.314,5
Residencial E2	103,7	12,9	10,2	8,2	180,5	314,5
Residencial E3	25,9	1,8	0,6	1,5	51,5	90,9
TOTAL	1.567,5	631,8	865,4	495,9	9.249,4	12.800,0
PARTICIPACIÓN	12,2%	4,9%	6,8%	3,9%	72,2%	100,0%



Durante el año 2013 se continuó con las acciones y programas tendientes a mejorar los resultados de recaudo y de recuperación de cartera, tales como: Programa de Suspensión y Verificación del Servicio a Clientes Morosos; Gestión Clientes Destacados; Proyecto de Medidores Prepago y el Plan Integral de Recuperación de Cartera. Todo ello con la ayuda de la Directriz número 23 de acuerdos de pago, mediante la cual se logró al finalizar el año 2013 tener suscritos 5.530 acuerdos con un valor de cartera financiada de \$2.859,0 millones.

A continuación se presenta el estado comparativo con corte a diciembre de 2013 de los clientes que tenían cartera morosa a diciembre de 2012:

VARIACIÓN DE LA CARTERA (MILLONES \$)

CLASE DE SERVICIO	CARTERA 2013		CARTERA 2012		VARIACIÓN ANUAL	
	Número Usuarios	Cartera	Número Usuarios	Cartera	Número Usuarios	Cartera
Alumbrado Público	16	3.789,4	16	3.112,0	0,0%	21,8%
Comercial	723	1.534,1	675	1.183,6	7,1%	29,6%
Industrial	31	145,6	32	206,1	-3,1%	-29,3%
Oficial	348	3.154,9	330	3.065,4	5,5%	2,9%
Provisional	100	64,7	79	47,0	26,6%	37,8%
Residencial E1	18.833	8.748,0	18.043	7.720,3	4,4%	13,3%
Residencial E2	867	385,8	862	400,2	0,6%	-3,6%
Residencial E3	284	118,6	237	114,5	19,8%	3,6%
Residencial E4	2	0,3	0	0,0	-	-
TOTAL	21.204	17.941,5	20.274	15.849,0	4,6%	13,2%

El crecimiento de la cartera total entre los años 2012 y 2013 fue del 13,2%, los sectores que más contribuyeron en este comportamiento fueron: el Alumbrado Público, el Sector Comercial y el Estrato 1 que presentaron incrementos del 21,8%, 29,6% y 13,3%, respectivamente, y son los que más participan en la composición de la cartera.

En el año 2013 la cartera de los clientes oficiales presentó un incremento del 2,9%, la del Sector Provisional del 37,8%, la del Estrato 3 del 3,6%; mientras que la cartera del Sector Industrial disminuyó en 29,3% y la del Estrato 2 en un 3,6%.



En el siguiente cuadro se presenta el monto de cartera por municipio para los años 2012 y 2013, así como su variación porcentual:

VARIACIÓN DE LA CARTERA POR MUNICIPIOS ENTRE LOS AÑOS 2012 Y 2013

MUNICIPIO	CARTERA 2013		CARTERA 2012		VARIACIÓN ANUAL	
	Millones \$	Participación	Millones \$	Participación	Pesos	Porcentaje
Atrato	423,5	2,36%	445,3	2,81%	-21,8	-4,9%
Bagadó	584,7	3,26%	494,5	3,12%	90,2	18,2%
Cantón de San Pablo	839,5	4,68%	714,6	4,51%	124,9	17,5%
Cértegui	242,4	1,35%	160,8	1,01%	81,6	50,7%
Condoto	1.477,2	8,23%	1.218,0	7,66%	259,2	21,3%
Istmina	2.718,7	15,15%	2.777,5	17,52%	-58,7	-2,1%
Lloró	378,0	2,11%	328,8	2,07%	50,2	15,3%
Medio Baudó	831,6	4,64%	521,2	3,29%	310,5	59,6%
Medio San Juan	878,6	4,90%	712,6	4,50%	166,0	23,3%
Nóvita	787,3	4,39%	668,9	4,22%	118,4	17,7%
Quibdó	5.490,5	30,60%	5.031,6	31,75%	458,9	9,1%
Río Iró	594,1	3,31%	503,5	3,18%	90,7	18,0%
Río Quito	396,6	2,21%	308,4	1,95%	88,2	28,6%
Tadó	1.418,0	7,90%	1.176,9	7,43%	241,1	20,5%
Unión Panamericana	879,7	4,90%	786,6	4,96%	93,1	11,8%
TOTAL	17.941,5	100,00%	15.849,0	100,00%	2.092,4	13,2%

Al observar el cuadro, se encuentra que en 4 municipios de los 15 atendidos, Quibdó, Istmina, Condoto y Tadó, la cartera asciende a \$11.104,4 con valores de 5.490,5 millones, \$2.718,7 millones, \$1.477,2 millones y \$1.418,0 millones, respectivamente, concentrando el 61,9% de la cartera comercial de DISPAC.

Al finalizar 2013, se aprobó por parte de la Junta Directiva una depuración y castigo de cartera irrecuperable con corte a 31 de diciembre de 2013 por un monto de \$4.913,1 millones, de los cuales \$3.622,6 millones corresponden a capital y \$1.290,5 millones a intereses.

Como resultado del trabajo realizado, se logró la identificación de deudas irrecuperables de 4.297 cuentas depuradas en el sistema comercial, correspondiente entre otros, a predios demolidos o en ruinas, predios deshabitados con servicio suspendido, clientes ubicados en áreas de difícil gestión y entidades en liquidación, cartera que no es gestionable y por tanto es irrecuperable.

Conforme al procedimiento establecido para efectos de la depuración y castigo de cartera, se cuenta con los soportes requeridos para la aprobación impartida.

5.9

Peticiones, Quejas y Recursos - PQRs

En 2013, fueron recibidas un total de 5.872 PQRs, de las cuales, 4.738 son clasificadas como Reclamaciones y las 1.134 restantes como Peticiones, que equivalen a 80,7% y al 19,4%, respectivamente. El número de PQRs presentadas por los clientes en 2013 es inferior en un 2,4% frente a las 6.016 recibidas en 2012.

Al comparar las 5.872 PQRs presentadas en 2013 con los 69.7294 clientes del mercado atendido por DISPAC al finalizar ese mismo año, se encuentra que un 8,4% de ellos se dirigieron a la Empresa para presentar sus solicitudes o inquietudes respecto de la prestación del servicio, valor que es inferior al 9,3% que se presentó en el año 2012.

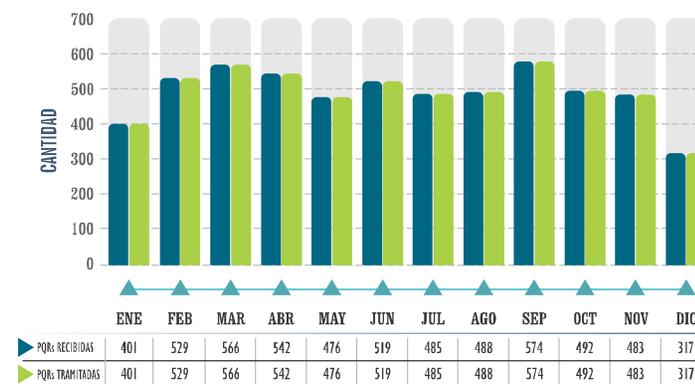
De las 4.738 reclamaciones presentadas, 1.118, equivalentes al 25,1%, fueron resueltas a favor del cliente y 3.550, el 74,9%, fueron resueltas a favor de la Empresa.

De las 1.134 peticiones presentadas, 1.030, es decir el 90,8%, fueron resueltas a favor del usuario y las 104 restantes, equivalentes al 9,2%, fueron resueltas a favor de la Empresa.

En la Zona del Atrato fueron resueltas 4.720 PQRs correspondientes a 80,4% del total de PQRs, mientras que en la Zona del San Juan fueron resueltas 1.151, las que corresponden a un 19,6%.

En el siguiente cuadro se presenta el número de PQRs que fueron presentadas por los clientes y tramitada por la Empresa durante el año 2013:

PETICIONES, QUEJAS Y RECURSOS PRESENTADOS Y TRAMITADOS EN EL AÑO 2013



De otra parte, se informa que el tiempo promedio de resolución de las reclamaciones tramitadas por los clientes durante el año 2013 fue de 11 días hábiles, inferior al estipulado en los términos de ley (15 días hábiles).

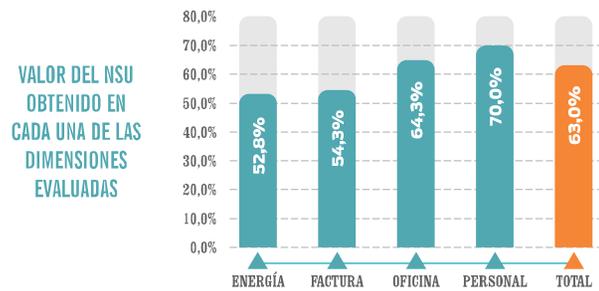
Nivel de Satisfacción del Cliente

En cuanto al resultado de la encuesta para determinar el Nivel de Satisfacción del Usuario – NSU, a través de la cual fueron medidos atributos como evaluación general del servicio, facturación y cobros en el servicio de energía, evaluación de los puntos de atención, presentación de queja o petición escrita e imagen se obtuvo un resultado de satisfacción del 63,0%, resultado que indica que existen oportunidades de mejora y por tanto se adelantan las acciones ya previstas en el Plan Estratégico Corporativo las cuales redundarán en una óptima prestación del servicio.

En la medición del NSU de 2013 se evaluaron

cuatro dimensiones relacionadas con la prestación del servicio de energía eléctrica: Energía (aspectos relacionados con el servicio recibido en el inmueble), Factura (temas relacionados con la facturación y el pago), Oficina (temas asociados a la infraestructura dispuesta para la atención del cliente) y Personal (aspectos inherentes con la atención brindada por los empleados en el momento de contacto con el Cliente).

En el siguiente cuadro se presenta el resultado obtenido por DISPAC para cada una de las dimensiones evaluadas en la encuesta que se realizó con un intervalo de confianza del 95% y un error del 2,5%:



De acuerdo con el resultado de la encuesta, las dimensiones de ENERGÍA Y FACTURA son las que generan mayor insatisfacción en los clientes.

En la Dimensión ENERGÍA, la percepción y expectativas del cliente están asociadas con la continuidad y estabilidad del servicio recibido en su hogar. Sin embargo, sobre esta dimensión se presenta una paradoja y es que en la medida que se mejora la calidad del servicio prestado, el cliente se vuelve cada vez más exigente esperando recibir un servicio con mayor continuidad, menos fluctuaciones por el mismo precio o más barato.

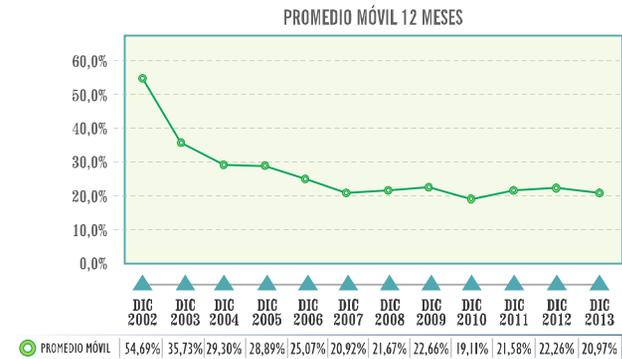
La Dimensión de FACTURA, que tiene que ver con la facilidad para entender la factura, la exactitud en los cobros realizados, el tiempo entrega de la misma y la fecha de pago, y la cantidad y variedad de medios de pago, no se logró una buena calificación porque a pesar de que existe la opción de pagar en los bancos, el cliente aún prefiere el sello o timbre de la empresa en su recibo de pago y porque los puntos de pago se congestionan ya que la mayoría de los clientes pagan en la fecha de vencimiento. Adicionalmente, el cliente siempre tiene la percepción de que la energía es muy cara y el cobro realizado es mayor a lo que espera (inexactitud en el cobro).

Índice de Pérdidas de Energía Eléctrica

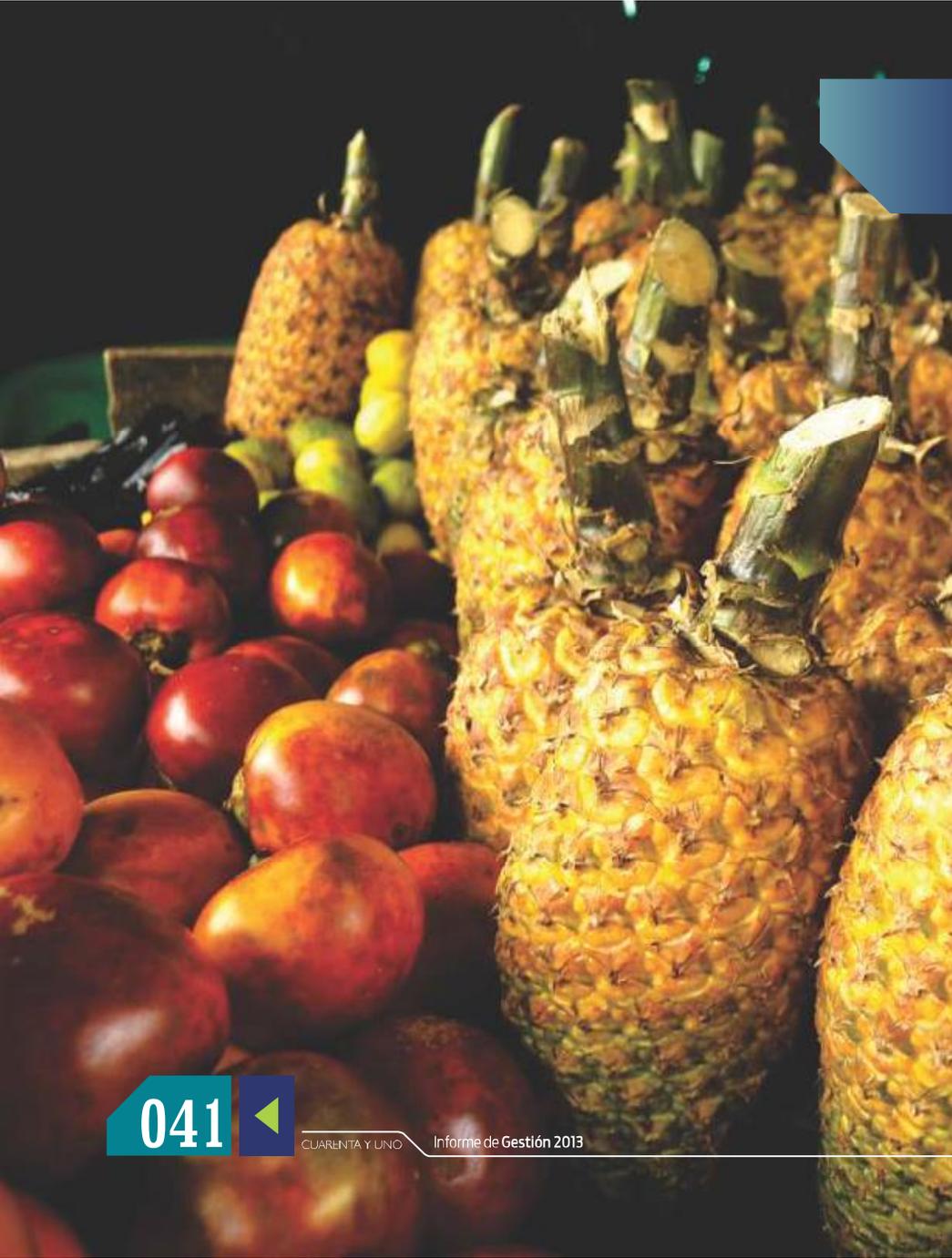
El Indicador de Pérdidas de Energía del Distribuidor a diciembre de 2013 se ubicó en 20,97%, presentando una disminución de 1,29% frente al valor del mismo en 2012, de 22,26%.

El comportamiento del promedio móvil del Indicador de Pérdidas del 2013, calculado conforme a lo establecido por la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 072 de 2002, se muestra en la siguiente gráfica:

EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ENTRE LOS AÑOS 2002 Y 2013



En el mes de abril de 2012, DISPAC, conforme a lo establecido en las resoluciones CREG 172 de 2011 y 031 de 2012, presentó a consideración de la CREG el Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas de Energía Eléctrica, para aprobación por parte de la misma. Sin embargo, con la promulgación del Decreto 1937 de 2013 y la Resolución CREG 178 de 2013, el Gobierno Nacional modificó la política relacionada con la financiación de los planes de Pérdidas No Técnicas y ligó el Plan a la metodología que se establezca para la remuneración de la actividad de distribución para el próximo periodo tarifario que regirá a partir del año 2015. Por esta razón la CREG no aprobó el Plan presentado en abril de 2012, dándose por terminada la actuación administrativa que se había iniciado en ese mismo año.



▶ 6 Gestión del Negocio de Distribución

6.1 Operación y Mantenimiento

Dentro de los aspectos más destacados relacionados con el Sistema Eléctrico de DISPAC, en lo que a mantenimiento se refiere y conforme a lo establecido en el nuevo contrato de Gestión, el Gestor ha venido adelantando las acciones requeridas para mantener en condiciones óptimas de operación la infraestructura eléctrica de DISPAC, con la supervisión y seguimiento por parte de la firma interventora del Contrato de Gestión.

6.2 Calidad del Servicio

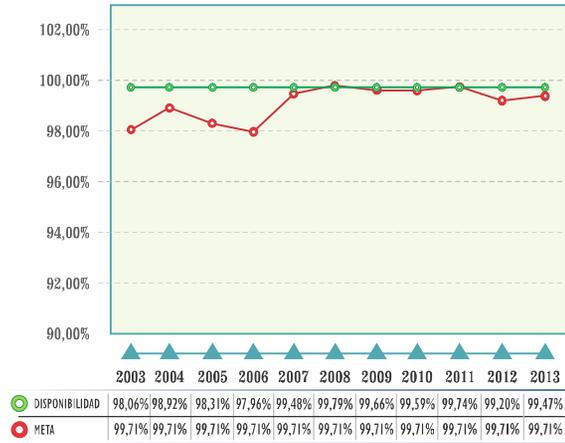
En materia de la calidad del servicio, medida en términos del tiempo de disponibilidad del mismo, durante 2013 se logró una continuidad promedio día de 23,87 horas, la que representa una disponibilidad del servicio del 99,47% de las horas del día.

El valor logrado en 2013 fue ligeramente menor a la meta prevista del 99,71%, debido principalmente a las desconexiones que se debieron realizar en el sistema eléctrico de DISPAC para atender las obras de modernización de la Subestación El Siete y la intervención de la línea 115 kV entre Huapango y El Siete, para reponer los elementos averiados de la misma por efectos de su antigüedad y condiciones de operación.



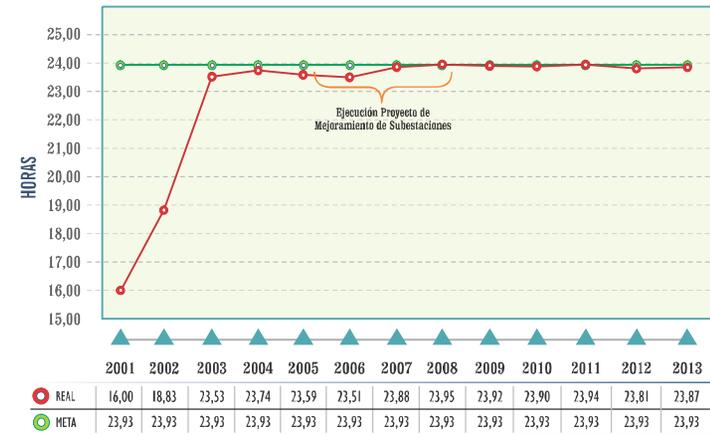
En la siguiente gráfica se presenta la evolución promedio de la disponibilidad del sistema eléctrico interconectado del Departamento del Chocó desde el año 2001:

DISPONIBILIDAD PROMEDIO DE LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA EN LA RED INTERCONECTADA DEL DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ ENTRE LOS AÑOS 2003 Y 2013



En la siguiente gráfica se presenta el valor promedio de las horas de servicio al día por circuito que desde el año 2001 se ha brindado a los clientes del sistema interconectado del Chocó:

HORAS PROMEDIO DE SERVICIO AL DÍA PRESTADO POR DISPAC A SUS CLIENTES



En materia de calidad del servicio prestado por los Operadores de Red a sus clientes, la CREG modificó el esquema de incentivos a los usuarios a partir de la Resolución 097 de 2008. Es así como, la medición de la misma ya no se realiza a través de los indicadores DES y FES que medían la duración en horas y las veces que se desconectaba el servicio, respectivamente, sino que ahora se realiza a través del Índice Trimestral Agrupado de Discontinuidad – ITAD, el que se calcula de acuerdo con el promedio de energía que dejaron de consumir los clientes por las interrupciones del servicio (energía no atendida) respecto de la energía consumida por esos clientes en cada trimestre (energía suministrada).

La compensación se traduce en una disminución de hasta el 10% del valor que por cargo de distribución se cobra a los clientes, cuando el Operador de Red no esté dentro de los rangos de calidad establecidos en la regulación. En caso contrario, es decir, cuando la calidad supera los límites establecidos, se incrementará el valor del cargo de distribución cobrado a los clientes. Este indicador se evalúa trimestralmente para ver su variación. Igualmente, cada operador debe compensar a los clientes por servicios durante el trimestre.



6.3.1 Subestaciones

DISPAC S.A. E.S.P. presta el servicio de electricidad a sus clientes en la Zona del Atrato a través de la Subestación Huapango ubicada en la ciudad de Quibdó.

Para la atención de clientes en la Zona del San Juan, DISPAC dispone de las Subestaciones Cértgui e Istmina ubicadas en las ciudades del mismo nombre.

En la Subestación La Virginia ubicada en el Municipio de La Virginia (Risaralda), DISPAC posee algunos equipos los que constituyen el punto de conexión de DISPAC al Sistema de Transmisión Nacional - STN.

Subestación el Siete

La subestación El Siete, con 5 MVA de capacidad de transformación y con relación de transformación 115/13,2 kV, fue adquirida por DISPAC a la Minera El Roble S.A. por \$1.800 millones en el año 2012. Esta infraestructura operaba conectada a la línea 115 kV Bolombolo – Huapango, sin cumplir todas las condiciones técnicas para su adecuada operación, ocasionando riesgo continuo de falla sobre la línea y limitaba la posibilidad de cerrar el anillo a 115 kV entre las subestaciones Bolombolo de EPM y La Virginia de ISA, puntos de conexión del sistema eléctrico del Chocó con el Sistema Interconectado Nacional.

Entre 2012 y 2013 se adelantó la normalización técnica y modernización de la Subestación El Siete para una inversión aproximada total de \$5.150 millones, valor que incluyó además de la compra a la minera, la adquisición de terreno complementario, suministros, construcción, montajes y los servicios de diseños e interventoría. A nivel de Unidades Constructivas, le representa a DISPAC un reconocimiento de aproximadamente \$8.000 millones, sin contar el beneficio de cierre del anillo a 115 kV entre las subestaciones Bolombolo y La Virginia.

6.3.2 Redes del Sistema de Transmisión Regional - STR

El Sistema de Transmisión Regional de DISPAC cuenta con 321,8 Km de líneas de Nivel de Tensión 4 (110 kV y 115 kV), de los cuales 142,2 km corresponden a la construcción y entrada en operación más reciente, la línea Virginia - Cértgui (2004), mientras que los restantes 179,5 km corresponden a las líneas recibidas de la extinta Electrificadora del Chocó: 45,4 km corresponden al trayecto entre las subestaciones Bolombolo y El Siete, 69,5 km al tramo entre las subestaciones El Siete y Huapango (Quibdó), 39,4 km al tramo entre las subestaciones Huapango (Quibdó) y Cértgui; y, por último, 25,1 km al tramo entre las subestaciones Cértgui e Istmina.

Las inversiones de los dos últimos años en redes del STR (Nivel de Tensión 4) se presentan en el siguiente cuadro:

AÑO	Inversión en Millones \$	Remodelación Nivel de Tensión 4 [km]
2012	258,7	(*)
2013	5.728,0	104,5 (**)

(*) Corresponden a la reposición de cuatro apoyos de las líneas de transmisión, afectados por Actos de Mantenimientos - AMI
 (**) Corresponden al contrato de reposición de elementos averiados de la línea 115 kv Cértgui - Istmina y El Siete - Huapango; además la variante realizada en el sector de La Meca en Istmina

6.3.3 Redes de Nivel de Tensión 3

En la actualidad, el Sistema de Distribución Local – SDL de DISPAC tan solo cuenta con 27,62 km de redes a Nivel de Tensión 3, de los cuales 7,62 km fueron construidos en el año 2011, lo que permitió mejorar la confiabilidad del suministro en la Subestación Istmina.

En el siguiente cuadro se presentan las inversiones realizadas por DISPAC en los dos últimos años en redes del Nivel de Tensión 3:

AÑO	Inversión en Millones \$	Remodelación Nivel de Tensión 3 [km]
2012	63,3	(***)
2013	0,0	0,0

(***) Corresponden a G&P de seridumbres de la vigencia anterior

6.3.4 Redes de Nivel de Tensión 2

En su mayoría la infraestructura de media tensión de DISPAC está constituida por redes del Nivel de Tensión de 13,2kV, de los cuales 605 km se recibieron de la Electrificadora del Chocó, y se han remodelado cerca de 540,5 km (89,33%). De esta infraestructura 26 km están construidos en doble circuito.

El monto de las inversiones realizadas por DISPAC en redes del Nivel de Tensión 2 en los dos últimos años se presenta en el siguiente cuadro:

AÑO	Inversión en Millones \$	Remodelación Nivel de Tensión 2 [km]
2012	1.630,2	30,8
2013	2.002,5	27,4

6.3.5 Redes de Nivel de Tensión 1

El servicio domiciliario de energía eléctrica se presta con un tendido de 344 km de redes de distribución secundaria según la infraestructura recibida, de los cuales, con corte a diciembre de 2013, se habían remodelado 292,8 kilómetros (85,11%).

En el siguiente cuadro se presentan las inversiones realizadas por DISPAC en los dos últimos años en redes del Nivel de Tensión 1:

AÑO	Inversión en Millones \$	Remodelación Nivel de Tensión 1 [km]
2012	658,6	4,8
2013	1.958,8	27,1

Proyecto de Interconexión Fase 1

▶ 6.4.1 Antecedentes

En el año 2009, mediante el CONPES 3600, se declaró de importancia estratégica el "PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE LOS MUNICIPIOS DEL MEDIO SAN JUAN, MEDIO BAUDÓ, BAJO BAUDÓ Y SIPÍ DEL DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ", con una inversión estimada de \$29.143,0 millones para ejecutar en dos fases:

▶ Fase 1:

Ampliación de la Subestación Istmina, construcción de las Subestaciones Paimadó y San Miguel e Interconexión del área rural del Municipio Medio San Juan, para atender 2.243 clientes con \$19.057,0 millones de inversión.

▶ Fase 2:

Construcción de las Subestaciones Boca de Pepé y Pizarro, interconexión 34,5 kV Paimadó - Boca de Pepé - Pizarro e interconexión a 13,2 kV San Miguel - Sipí, para atender 1.940 usuarios con \$10.086,0 millones de inversión.

Mediante el Acuerdo No. 032 de 2009, el FNR aprobó la cofinanciación del proyecto en su Fase 1 con un aporte neto de \$11.856,0 millones y la diferencia de \$7.201,0 millones sería aportada por DISPAC. Para la ejecución, DISPAC suscribió con ISA S.A. E.S.P. en enero de 2010, un contrato de Administración Delegada por \$23.897,3 millones, cuyo alcance incluyó, además de la Fase 1, ampliar la subestación Cértegui para dar viabilidad a la Fase 1 (Fase 0) y efectuar actividades de diseños, gestión predial y gestión ambiental de la Fase 2.

En agosto de 2011, ISA reportó la necesidad de actualizar el presupuesto estimado del proyecto Fase 1 y Fase 2 por valor de \$96.453,7, desagregados en \$36.279,6 millones para la Fase 1 y \$56.174,1 millones para la Fase 2.

Ante la imposibilidad de acceder rápidamente a recursos adicionales, el 6 de octubre de 2011 DISPAC solicitó a ISA suspender contratos y procesos abiertos y el 19 de enero de 2012, se acordó la terminación del contrato Interadministrativo, hecho que ocurrió el 30 de noviembre de 2012 con una ejecución aproximada de \$11,995,0 millones, así:

- ▶ Fase 0: \$1.328,6 millones
- ▶ Fase 1: \$7.621,3 millones
- ▶ Fase 2: \$2.138,2 millones



En revisión del ajuste del nuevo presupuesto presentado por ISA, DISPAC estimó viable que la Fase 1 se ejecutara solo con \$30.057,0 millones, resaltando que los usuarios a beneficiar se ampliaban de 2.177 a 2.316. Para cubrir este presupuesto se obtuvo del FAER un aporte por \$11.000,0 millones.

▶ 6.4.2 Nueva Contratación

Con el respaldo presupuestal asegurado, el 25 de enero de 2013, la Junta Directiva de DISPAC autorizó a la Gerencia General para reactivar el proyecto Fase 1, iniciar las nuevas contrataciones para continuar con la ejecución del proyecto, pero solo hasta mayo de 2013 se pudo viabilizar el inicio de los contratos de obra por \$17.861,2 millones e interventoría por \$1.534,6 millones, para un total de \$19.395,8 millones, con 31 de diciembre de 2013 como fecha estimada de terminación.

A lo largo del desarrollo del proyecto se han presentado imprevistos que afectaron el programa de ejecución de las obras, originados principalmente por los tiempos de la contratación, los paros minero, agrario, de indígenas y armados en el área del proyecto, las difíciles interrelaciones con los representantes de las comunidades, la presencia de grupos irregulares, la obtención de los permisos ambientales, largo proceso de selección para encontrar a los contratistas idóneos y problemas de consecución de personal, entre otros.

A 31 de diciembre de 2013, el proyecto Fase 1 presentó un avance de obra del 50% al agregar las actividades realizadas por ISA con las de DISICO S.A., las cuales se prevén culminen en mayo de 2014, con un alcance que beneficia aproximadamente a 2.580 nuevos usuarios del servicio, la ampliación de la subestación Istmina de 7 a 17 MVA, la construcción de una subestación 34.5/13.2 kV 1.6 MVA en el centro poblado de San Miguel, una subestación 34.5/13.2 kV 1 MVA para el centro poblado de Paimadó, 58 km de línea a 34.5 kV, 52 km de línea a 13.2 kV, 30 km de red baja tensión y 58 transformadores de distribución cuya capacidad suma 1.645 kVA.

Proyecto: CONSTRUCCIÓN INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA A 34.5 KV ENTRE ISTMINA, PAIMADÓ Y SAN MIGUEL CON TRANSFORMACIÓN 115/34.5 KV DE 17 MVA EN ISTMINA Y SUBESTACIONES ASOCIADAS DE 34.5/13.2 KV MEDIO SAN JUAN | DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ





Contratista: DISICO S.A.
Interventor: Consultores Regionales Asociados - CRA - GENIVAR
Tiempo de ejecución: 7 meses
Entidad ejecutora: DISPAC S.A. E.S.P.
Fuentes de financiación: • Fondo Nacional de Regalías - FNR
 • Fondo de Apoyo Financiero para la Enegrización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER
 • Distribuidora de Energía del Pacífico - DISPAC

Cantidades estimadas

Líneas a 35,5 KV: 62 km.
 Líneas 13,2 KV: 55 km.
 Redes Baja Tensión: 34,8 km.
 Transformadores de distribución: 52
 Acometidas - Usuarios: 2.322
 Subestaciones de distribución: 3



La energía del Chocó

Refuerzo del STR

Como parte del plan de expansión de referencia y considerando que ante fallas en la línea 115 kV La Virginia - Cértegui se puede presentar demanda no atendida y/o bajas tensiones en el sistema eléctrico de DISPAC, por la limitación de capacidad de transporte de la actual línea 115 kV Bolombolo - Barroso - El Siete - Huapango, se realizaron los análisis respectivos, arrojando como resultado la necesidad de tener un nuevo circuito 115 kV entre la subestaciones Bolombolo y Huapango, complementado con la instalación de compensación reactiva de 50 MVAR a 115 kV en la Subestación Huapango y 10 MVAR a 34.5 kV en la Subestación Istmina.

Para el efecto, se contrató con la firma Consultoría Colombiana el estudio de conexión del proyecto y resultaron tres alternativas:

► Alternativa 1.

Construcción de 117 km de línea 115 kV entre las subestaciones Bolombolo de propiedad de EPM y Huapango de DISPAC y compensación reactiva en el sistema DISPAC.

► Alternativa 2.

Construcción de 103 km de línea 115 kV entre las subestaciones Hispania de propiedad de EPM y Huapango de DISPAC, compensación reactiva en el sistema

DISPAC y normalización de la conexión de la Subestación Hispania a la Subestación Bolombolo.

► Alternativa 3.

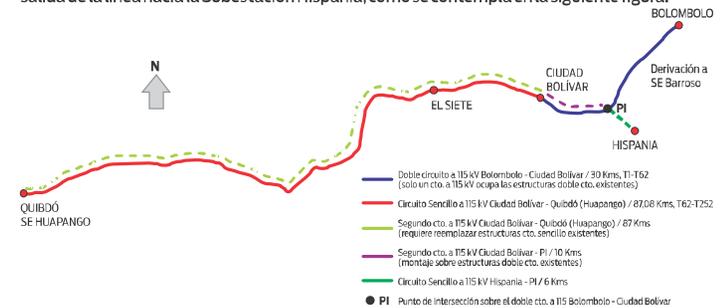
Construcción de una nueva subestación de 230 kV en el Chocó reconfigurando uno de los circuitos entre las subestaciones Ancón Sur y Esmeralda y compensación reactiva en el sistema DISPAC.

Las Alternativas 1 y 2 ofrecieron un mejor comportamiento técnico y financiero frente a la Alternativa 3, pero EPM como Operador de Red incumbente o propietario del punto de conexión del proyecto recomendó a DISPAC la alternativa 2 o conexión Huapango - Hispania, para evitar los costos por Energía No Suministrada y por generación atrapada que se causarían por indisponibilidad en la línea existente Bolombolo - Hispania a 115 kV, si se eligiera la Alternativa 1 o conexión Huapango - Bolombolo.

Complementariamente EPM planteó que la línea Huapango - Hispania conlleva menor infraestructura para los operadores de red y se mitiga el riesgo de una reubicación de la subestación Bolombolo y gran parte de la infraestructura de sus líneas asociadas, a causa de la ejecución del proyecto hidroeléctrico Cañafisto de ISAGEN, previsto para el 2021.



Por tanto, DISPAC adoptó como primera opción de elegibilidad la alternativa de construir la línea de refuerzo a nivel de 115 kV entre las subestaciones Huapango e Hispania, en consideración a que esta opción representa el menor costo de inversión, con la anotación de que la ejecución de la alternativa requiere que EPM normalice en la Subestación Bolombolo la salida de la línea hacia la Subestación Hispania, como se contempla en la siguiente figura:



El proyecto se presentó a consideración de la UPME y de las reuniones se concluye la aprobación para que entre en operación en el segundo semestre de 2016.

Inversiones del Año 2013

Para la vigencia 2013, en el Presupuesto de Gastos fueron incluidos \$41.004,5 millones en el Rubro de Inversión, de los cuales se hicieron compromisos por valor de \$34.292,0 millones, es decir, un 83,6% de lo asignado. Del total de dichos recursos, se hicieron pagos en el año 2013 por valor de \$22.079,6

millones que representan el 64,4% del valor comprometido, en tanto las cuentas por pagar quedaron en \$10.234,7 millones.

El cuadro siguiente muestra más cifras en relación con los recursos asignados, los compromisos y su ejecución:

PROYECTOS DE INVERSIÓN AÑO 2013

PROYECTOS	VALOR ASIGNADO MILLONES \$	VALOR COMPROMETIDO MILLONES \$	% COMPROMISO
Reducción de Pérdidas de Energía	7.512,0	7.474,7	99,5%
Modernización Subestaciones y Mejoramiento de Regulación de Voltaje	4.899,6	4.822,8	98,4%
Reposición de Infraestructura	9.303,2	9.217,8	99,1%
Estudios Técnicos	303,3	288,0	95,0%
Construcción Segundo Alimentador Istmina	28,8	28,8	99,8%
Sistema de Gestión de la Distribución	619,2	569,7	92,0%
Implementación Transferencias de Cargas Circuitos Urbanos	129,0	125,6	99,7%
Sistemas de Información	416,5	171,4	41,1%
Proyecto de Interconexión	10.457,0	10.263,6	98,2%
Remodelación Redes de Distribución	1.338,9	1.329,5	-
Transmisión	6.000,0	0,0	0,0%
TOTAL	41.004,5	34.292,0	83,6%



7 Gestión Financiera y Administrativa



La gestión Administrativa y Financiera de la Empresa se constituye como el principal apoyo y motor que hace posible que los negocios de Distribución y Comercialización de DISPAC desarrollen su objeto misional y alcance los objetivos y metas propuestas con calidad y eficiencia.

El engranaje que impulsa a DISPAC...



La subgerencia Administrativa y Financiera tiene a su cargo los procesos de soporte como: Contabilidad, Presupuesto, Tesorería, Almacén, Gestión Integral, Gestión del Talento Humano, Archivo y Logística. Su equipo de trabajo integra cuatro Grupos de Gestión de los cuales se destacan los siguientes logros durante la vigencia 2013.

GESTIÓN ADMINISTRATIVA

Durante el año 2013, se realizaron trabajos de mejoramiento de las sedes de la Empresa en los diferentes municipios del área de cobertura, aplicando las políticas de imagen en todos los elementos de información institucional.

Se fortaleció el parque automotor con la adquisición de la nueva grúa para el área operativa, la cual ha facilitado el trabajo en zonas rurales y urbanas, dentro y fuera de Quibdó. Este vehículo complementa la gestión que adelanta la Grúa Canasta, que ya hace parte del parque automotor al servicio de la Empresa.

El Gestor ha puesto a disposición un nuevo sistema de información para control del mantenimiento de los vehículos puestos a disposición de DISPAC.

El Gestor ha mejorado continuamente la calidad de los elementos adquiridos para la dotación de herramientas, elementos de protección personal y uniformes en cumplimiento de lo establecido en las normas de Seguridad Industrial y teniendo en cuenta las particularidades de la zona.



GESTIÓN DEL TALENTO HUMANO

A partir de la medición del Riesgo Psicosocial aplicado entre el equipo de trabajo del Gestor, se identificaron los aspectos de mayor relevancia y se gestionaron sus acciones correctivas y preventivas a nivel individual y grupal. A partir de los resultados obtenidos, se espera la aplicación de la medición del Clima Organizacional durante la vigencia 2014.

La gestión del talento humano a nivel de formación y capacitación se fortaleció en el 2013 con la incorporación de todos los aspectos relacionados con la Gestión Integral a nivel de Salud Ocupacional, Seguridad Industrial y Manejo Ambiental lográndose un cumplimiento de lo programado en un 97,4%. De igual forma, a partir del resultado de la Evaluación por Competencias aplicada a todo el personal, la cual está diseñada para la medición de las habilidades básicas y específicas y su desempeño, se complementará el Plan de Formación con los contenidos susceptibles de ser incorporados.

GESTIÓN INTEGRAL DE HSQE

A partir de la presentación de la nueva Planeación Estratégica para el periodo 2013-2018 y considerando los cambios y actualizaciones que se dieron en la vigencia, se llevó a cabo de manera satisfactoria la Auditoría de Recertificación al Sistema de Gestión de la Calidad, adelantada por el CIDET. El concepto recibido fue favorable, obteniendo las certificaciones en Gestión de la Calidad bajo las normas ISO 9001:2008 e NTCGP1000 para el periodo 2014-2017, dejando el camino preparado para la Certificación Integral bajo las normas OHSAS 18001 e ISO 14001 en Salud Ocupacional y Gestión Ambiental, respectivamente.

Con el propósito de cumplir los requisitos establecidos por las normas de Gestión Ambiental, la Empresa adelantó inversiones importantes en las subestaciones para el manejo y almacenamiento de desechos considerados como peligrosos. A nivel de Seguridad y Salud Ocupacional, el gestor ha redoblado esfuerzos para la certificación de todo nuestro personal en trabajo en alturas y el incremento en el número de capacitaciones relacionadas con seguridad y salud en el trabajo, se llegó a un total de 15 sesiones durante el año en los temas de riesgos, ergonomía, manejo de vehículos y seguridad vial, primeros auxilios, organización en el trabajo, manejo de herramientas, plan de emergencias, entre otros.



7.1

Sistema de Control Interno

Durante la vigencia 2013, la empresa trabajó mancomunadamente entre sus niveles Directivo y Operativo en el diseño del Plan Estratégico Corporativo PEC para el periodo 2013-2018 y la actualización de todo el Sistema documental; proyectos orientados a definir un ambiente de control acorde con el nuevo direccionamiento de la empresa.

El nuevo Plan Estratégico para 2013 - 2018, plantea una nueva visión y misión acordes con objetivos corporativos de mediano y largo plazo, que orientan la formulación de estrategias y proyectos para el logro de los mismos.

En materia documental, se logró la actualización de las caracterizaciones de los procesos y procedimientos, de acuerdo con los cambios en la estructura organizacional propuesta en el nuevo PEC.

Con estos pasos se está logrando permear un ambiente de Control Interno que, en el 2014, se espera se consolide aún más con la asignación de un nuevo cargo autorizado por la Junta Directiva para este propósito, el cual tendrá como principal objetivo el fortalecimiento del Sistema de Control Interno de DISPAC.



GESTIÓN FINANCIERA

A partir de la implementación del nuevo Sistema Integrado de Información SAP, el equipo de trabajo de los procesos Contable, Presupuesto y Tesorería logró la consolidación y reporte oportuno de la información financiera y contable durante todo el año, como resultado del afianzamiento en el manejo del Sistema.

Habiendo manejado la información presupuestal en forma manual desde creación de la empresa, lo cual dificultaba su interacción y control con caja y contabilidad, el Sistema Integrado de Información incorporó el módulo Presupuestal de SAP para su gestión. Durante el 2013, la operación de este módulo se consolidó como única herramienta de administración de los recursos del presupuesto de ingresos y gastos, aprobado por el Consejo Superior de Política Fiscal – CONFIS para la vigencia 2013.

Como meta para 2013, al inicio de la vigencia se planteó solicitar los recursos a favor de las Declaraciones de Renta por valor de \$2.563,5 ante la Dirección de Aduanas e Impuesto Nacionales - DIAN. Durante la vigencia se llevó a cabo la gestión y consolidación total de registros necesarios para soportar dicha solicitud, la cual se espera que resulte satisfactoria en el primer trimestre de 2014.



▶ 8 Aspectos Corporativos

8.1 Nuevos Contratos de Gestión e Interventoría

A lo largo de 2013, se consolidó el Nuevo Modelo de Gestión implementado a partir del 1º de abril de 2012. Como resultado se fortaleció el rol de la Gerencia como líder de los procesos estratégicos de la Empresa en materia de planeación de largo plazo, que culminó en la reformulación del Plan Estratégico Corporativo para el periodo 2013 – 2018.

Así mismo, como parte de las tareas de la Gerencia de DISPAC, se trabajó en el tema de la formulación y aprobación de las autorizaciones necesarias para la ejecución del proyecto de reforzamiento a nivel de 115 kV del Sistema Eléctrico de DISPAC.

De otra parte, la Interventoría del Contrato de Gestión desempeñó su labor de interventoría de aquellos proyectos de inversión que estaban a cargo del Gestor, los cuales alcanzaron una ejecución de más del 98%.

8.2 Contratación de la Fiducia Mercantil con la Fiduciaria Bancolombia

Con la terminación anticipada por mutuo acuerdo del contrato de fiducia con la Financiera de Desarrollo Nacional FDN, fue necesaria la estructuración y puesta en marcha de un nuevo encargo fiduciario, esta vez en cooperación con Fiduciaria Bancolombia, filial de Grupo Bancolombia. El empalme e inicio operativo de este encargo fiduciario para la administración de los recursos y pago de compromisos de la Empresa, adelantado en el tercer trimestre del año 2013, resultó satisfactorio y provechoso para la gestión financiera, considerando los alcances tecnológicos y operativos que ofrece esta Fiduciaria.



8.3

Calificación Nacional de Largo Plazo para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.

En Mayo de 2010, la firma calificadora de riesgo BRC INVESTOR SERVICES S.A. S C V, Sociedad Calificadora de Valores asignó calificación inicial BB CWD (Doble B CreditWatch en Desarrollo) a DISPAC.

En el segundo semestre de 2012, DISPAC solicitó a la firma FITCH RATINGS COLOMBIA S.A. Sociedad Calificadora de Valores, la prestación de los servicios profesionales de calificación nacional de largo plazo y calificación nacional de corto plazo para con sus pasivos financieros no subordinados.

Producto del estudio y análisis detallado de la situación financiera actual de DISPAC, FITCH RATINGS COLOMBIA S.A., Sociedad Calificadora de Valores, mediante comunicación de 20 de Diciembre de 2012, asignó la calificación nacional de largo plazo de AA- (col) con perspectiva estable y F1+ (col) a la calificación de corto plazo.

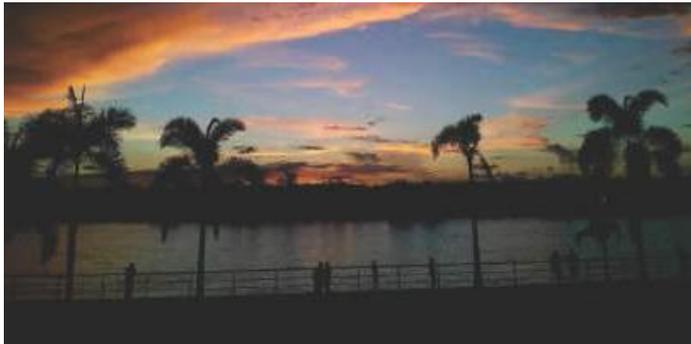
En 2014, se realizarán las gestiones necesarias que le permitan a DISPAC obtener nuevamente calificación de largo y corto plazo.

8.4

Aprobación de la Solicitud de Crédito Interno por Valor de \$35.000 millones

A finales de 2012, conforme a las normas de Crédito Público que rigen para DISPAC, se iniciaron los trámites pertinentes tendientes a que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público autorizara una operación de crédito interno con el sistema financiero por valor de \$35.000,0 millones, con el fin de obtener recursos por valor de \$5.000,0 millones para financiar el Plan de Reducción de Pérdidas de Energía y recursos por \$30.000,0 millones destinados a la ejecución del Proyecto de Reforzamiento del Sistema Eléctrico de DISPAC a Nivel de Tensión de 115 kV.

Finalmente, gracias a las gestiones adelantadas, se logró que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, mediante Resolución 4452 de diciembre de 2013, aprobara un Empréstito Interno con Bancolombia por valor de \$35.000 millones, con un plazo de 144 meses contados a partir del primer desembolso, incluidos 24 meses de gracia a capital, pagaderos en 120 cuotas mensuales, con tasa de DTFTA + 3%.





9 Responsabilidad Social Empresarial - RSE

En 2013, DISPAC, con el liderazgo de la Gerencia General y la participación del Gestor, dio continuidad a la realización de actividades enmarcadas dentro de los programas de Responsabilidad Social Empresarial en los distintos municipios de la geografía Chocoana, con una inversión de \$379.1 millones, lo que contribuyó al fortalecimiento de la Imagen Corporativa, a la creación de una opinión pública favorable y a ser catalogados como una empresa Socialmente Responsable como se resalta en los medios locales de mayor audiencia en el Departamento del Chocó.

9.1 Gestión Social

En 2013, DISPAC, a través del Área de Gestión Social, continuó desarrollando actividades de carácter Social con el objetivo principal de atender de manera integral a todos sus clientes.

La labor realizada por el grupo de Gestión Social le ha permitido a la empresa mejorar las relaciones con los clientes y concientizarlos sobre la importancia del fluido eléctrico para el desarrollo del Departamento y el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios en general, evitar los índices de accidentalidad por mala utilización del servicio, conocimiento de los derechos y deberes derivados de la prestación del servicio, orientando a los usuarios sobre el uso racional y eficiente del servicio. Se ha logrado que los clientes consuman de manera consciente el

servicio, de acuerdo con su capacidad de pago, y a que paguen oportunamente las obligaciones contraídas con la empresa derivadas de la prestación del servicio de Energía eléctrica.

En 2013, se inició la construcción del Proyecto de Interconexión Fase I, lo que permitió identificar y dar inicio a la gestión de nuevas comunidades rurales que serán intervenidas en la zona San Juan, algunas ubicadas en localidades a las que solo se puede acceder por medio fluvial.

En el siguiente cuadro se presenta el resultado consolidado obtenido del desarrollo de las diferentes actividades emprendidas durante el año 2013:

RESULTADOS DE LAS ACCIONES ADELANTADAS DURANTE EL 2013 EN MATERIA DE GESTIÓN SOCIAL

MESES	Ciudadanos Sensibilizados	Recaudo Área Millones \$	Talleres Realizados	Reuniones Efectuadas	Financiamientos
Enero	4.194	157,5	0	30	192
Febrero	4.732	133,8	19	31	284
Marzo	4.726	134,1	22	48	177
Abril	5.480	160,8	25	24	209
Mayo	5.480	111,2	28	27	235
Junio	5.325	164,1	20	46	226
Julio	3.947	128,7	29	29	209
Agosto	4.869	170,3	22	24	358
Septiembre	4.400	147,1	27	36	335
Octubre	4.327	133,3	20	34	337
Noviembre	3.791	137,7	25	42	306
Diciembre	5.742	124,7	0	25	247
Total	57.013	1.703,5	237	396	3.115



▶ 10 Gestión Legal

Durante el año 2013, se instauraron 14 nuevos procesos legales en contra de DISPAC y se terminaron 16 que cursaban en su contra.

En el siguiente cuadro se muestra el número y cuantía de los procesos iniciados y culminados:

PROCESOS INICIADOS Y TERMINADOS EN EL 2013

DESCRIPCIÓN	NÚMERO	VALOR (MILLONES \$)	PROVISIÓN (MILLONES \$)	FAVORABLES	DESFAVORABLES	CANTÍA DESFAVORABLES (MILLONES \$)
Procesos Judiciales a final del 2012	52	21.797,8	1.041,0	-	-	-
Procesos Terminados en 2013	16	12.241,7	70,8	13	3	95,0
Nuevos Procesos en 2013	14	4.712,8	180,0	-	-	-
Procesos Judiciales al final del 2013	50	14.268,9	1.150,2	-	-	95,0

A diciembre del año 2013, el número de procesos judiciales vigentes en contra de DISPAC era de 50, que de acuerdo con el tipo de acción Instaurada, riesgo procesal y cuantía pretendida, ubican el valor de las demandas en curso en el orden de los \$14.268,9 millones de pesos como lo muestra el siguiente cuadro:

PROCESOS EN CONTRA DE DISPAC QUE CURSAN A FINALES DEL AÑO 2013

TIPO DE ACCIÓN	CANTIDAD	RIESGO DEMANDA	VALOR DEMANDA (MILLONES \$)	VALOR PROVISIÓN (MILLONES \$)
Acción de Grupo (2)	2	Medio	1.585,8	0,0
Acción Popular (10)	4	Alto	0,0	0,0
	1	Medio	0,0	0,0
	5	Bajo	0,0	0,0
Servidumbres (3)	3	Medio	620,0	41,5
	2	Alto	1.511,0	240,0
Reparación Directa (12)	9	Medio	4.664,5	0,0
	1	Bajo	165,1	0,0
	4	Alto	1.828,8	385,0
Responsabilidad Civil (17)	11	Medio	2.734,5	298,4
	2	Bajo	265,3	0,0
	4	Medio	878,5	185,3
Procesos Ordinarios (8)	2	Bajo	15,5	0,0
	4	Medio	878,5	185,3
TOTAL	50		14.268,9	1.150,2

Para los procesos con riesgo procesal medio y alto para DISPAC, y considerando las particularidades de cada caso, se realizó por parte de la Oficina Jurídica una provisión a diciembre de 2013 del orden de los \$1.150,2 millones.

De otra parte, en 2013 se instauraron 16 tutelas, es decir, 4 menos que las presentadas en 2012 como lo muestra el siguiente cuadro:

TUTELAS INSTAURADAS EN LOS AÑOS 2012 Y 2013

DERECHOS	2013	2012
Petición	14	16
Debido Proceso	1	3
Vida	1	1
TOTAL	16	20

Del total de tutelas instauradas en contra de DISPAC en 2013, solo tres (3) fueron procedentes como lo muestra el siguiente cuadro:

TUTELAS PROCEDENTES E IMPROCEDENTES AÑOS 2012 Y 2013

DERECHOS	2013	2012
Procedentes	3	7
Improcedentes	12	12
En Trámite	1	1
TOTAL	16	20

▶ 11 Gestión Presupuestal

11.1 Presupuesto de Ingresos de la Vigencia 2013

El presupuesto de Ingresos aprobado por el CONFIS y refrendado por la Junta Directiva para la vigencia fiscal 2013 ascendió a \$133.512,6 millones. El valor del recaudo de ingresos del año 2013 se ubicó en el orden de los \$99.487,7 millones que corresponden a un 74,5% del valor presupuestado.

Al finalizar 2013, las mayores cuentas por cobrar estaban constituidas por los \$8.299,2 millones correspondientes a parte del aporte por valor \$13.000,0 millones del Fondo Nacional de Regalías – FNR para el Proyecto de Interconexión, y los \$1.100 millones para el mismo proyecto que forman parte del aporte de \$11.000,0 millones del Fondo de Energización Rural – FAER.

Por parte del Ministerio de Minas y Energía quedaron pendiente de pago por concepto de subsidios otorgados en 2013 a los clientes de DISPAC recursos por \$613,8 millones.

En el siguiente cuadro se muestra el presupuesto de ingresos del año 2013:

PRESUPUESTO DE INGRESOS DE LA VIGENCIA 2013

CONCEPTO	Presupuesto Vigencia 2013 (Millones \$)	Recaudos Vigencia 2013 (Millones \$)	Ejecución Vigencia 2013 (%)
Disponibilidad Inicial	30.453,5	24.939,2	81,9%
Ingresos Corrientes	84.034,8	72.434,6	86,2%
Ingresos de Explotación	54.291,5	49.869,8	91,9%
Venta de Servicios a Usuario Final	40.090,3	37.342,0	93,1%
Otros Ingresos de Explotación	14.201,2	12.527,9	88,2%
Aportes	29.125,1	21.260,0	73,0%
Aportes de la Nación	29.125,1	21.260,0	73,0%
Otros Ingresos Corrientes	618,1	1.304,8	211,1%
Otros Ingresos	206,4	863,6	418,3%
Comisión por Recaudo a Otras Entidades	411,7	441,2	107,2%
Ingresos de Capital	19.024,3	2.113,9	11,1%
Recuperación de Cartera	438,9	1.195,5	272,4%
Rendimientos Financieros	585,4	918,3	156,9%
Sector Financiero	18.000,0	0,0	0,0%
Total Ingresos	103.059,1	74.548,5	72,3%
Total Ingresos + Disponibilidad Inicial	133.512,6	99.487,7	74,5%

11.2

Presupuesto de Gastos de la Vigencia 2013

Respecto al presupuesto de gastos de la vigencia 2013, se aprobaron recursos por valor de \$133.512,6 millones, de los cuales \$8.862,1 millones corresponden a la disponibilidad final y \$124.650,6 a gastos, de este último valor se comprometieron recursos por valor de \$107.532,6 millones, es decir, un 80,5% de lo presupuestado.

Del total de compromisos adquiridos se realizaron pagos en el año 2013 por valor de \$91.971,3 millones equivalentes al 85,5%, quedando cuentas por pagar por \$15.561,3 millones.

En el cuadro siguiente se muestra la ejecución del presupuesto de gastos de la vigencia 2013:

PRESUPUESTO DE GASTOS DE LA VIGENCIA 2013

CONCEPTO	Presupuesto Vigencia 2012 (Millones \$)	Compromisos Vigencia 2013 (Millones \$)	Pagos Vigencia 2013 (Millones \$)	Compromisos vs. Presupuestos (%)	Pagos vs. Compromisos (%)
Gastos de Funcionamiento	5.660,2	4.953,6	4.948,6	87,5%	99,9%
Gastos de Personal	1.062,1	861,6	861,6	81,1%	100,0%
Gastos Generales	3.717,2	3.296,5	3.295,2	88,7%	100,0%
Transferencias Corrientes	880,9	795,5	791,7	90,3%	99,5%
Gastos de Operación Comercial	77.739,5	68.287,0	64.943,1	87,8%	95,1%
Gastos de Comercialización	42.931,9	37.849,4	37.285,3	88,2%	98,5%
Gastos de Producción	23.807,6	19.437,6	19.058,8	81,6%	98,0%
Otros Gastos de Producción	11.000,0	11.000,0	8.600,0	100,0%	-
Deuda Pública	246,3	0,0	0,0	0,0%	-
Servicio de la Deuda Interna	246,3	0,0	0,0	0,0%	-
Programas de Inversión	41.004,5	34.292,0	22.079,6	83,6%	64,4%
Total Gastos	124.650,6	107.532,6	91.971,3	86,3%	85,5%
Disponibilidad Final	8.862,1	-	-	0,0%	-
Total Gastos + Disponibilidad Final	133.512,6	107.532,6	91.971,3	80,5%	85,5%

Solo se comprometió el 80,5% de los recursos del presupuesto de gastos debido a los menores precios de compra de la energía y el ahorro en los contratos de Gestión e Interventoría. Así mismo, a que en el rubro de inversión no se comprometieron los \$6.000,0 previstos para dar inicio al proyecto de refuerzo del Sistema de 115kV, el cual se iniciará en 2014.





▶ 12 Gestión Intelectual

DISPAC conforme a la Ley 603 de 2000, cumple con las normas de Propiedad Intelectual y Derechos de Autor, dentro de las cuales se encuentran aquellas que protegen la industria del software.

dispac[®]
La energía del Chocó

▶ 13

Gestión Financiera

069

SESENTA Y NUEVE

Informe de Gestión 2013

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. - DISPAC
INFORME DEL REVISOR FISCAL

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Ed. Corficolombiana
Calle 16 Sur No. 43A - 49 P. 9 y 10
A.A. 404
Nit. 860.005.813-4

Mezclín
Colombia
Tel: +57(4) 313 88 99
Fax: +57(4) 313 93 43
www.deloitte.com.co

A los accionistas de la
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. - DISPAC S.A.E.S.P.

He auditado el balance general de **EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. - DISPAC S.A. E.S.P.** al 31 de diciembre de 2013 y el correspondiente estado de actividad financiera, económica, social y ambiental; de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y el resumen de las principales políticas contables y otras notas explicativas. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2012, fueron auditados por otro Revisor Fiscal quien en su informe del 7 de febrero de 2013, emitió una opinión sin salvedades sobre los mismos.

La Administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros de acuerdo con instrucciones y prácticas contables de la Contaduría General de la Nación. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado para la preparación y presentación de los estados financieros, libres de errores significativos, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas; así como efectuar las estimaciones contables que resulten razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros con base en mi auditoría. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos de auditoría seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo su evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros. En la evaluación del riesgo, el auditor considera el control interno de la Empresa que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la Administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mi auditoría me proporciona una base razonable para expresar mi opinión.

En mi opinión, los estados financieros antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de **EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. - DISPAC S.A. E.S.P.** al 31 de diciembre de 2013, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con instrucciones y prácticas de la Contaduría General de la Nación, aplicados sobre bases uniformes con las del año anterior.

Además, basado en el alcance de mi auditoría, informo que la Empresa ha llevado su contabilidad conforme a las normas legales y a la técnica contable; las operaciones registradas en los libros de contabilidad y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva; la correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente; el informe de gestión de los administradores guarda la debida concordancia con los estados financieros básicos, y la Empresa no se encuentra en mora por concepto de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral. Mi evaluación del control interno, efectuada con el propósito de establecer el alcance de mis pruebas de auditoría, no puso de manifiesto que la Empresa no haya seguido medidas adecuadas de control interno y de conservación y custodia de sus bienes y de los de terceros que estén en su poder.

12 de Febrero de 2014


JOHN JAIRO LACHE CHACÓN
Revisor Fiscal - T.P. 45101-1
Designado por Deloitte & Touche

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
BALANZES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012

Cifras expresadas en miles de pesos colombianos

NOTA	2013	2012	NOTA	2013	2012		
ACTIVOS			PASIVOS				
ACTIVO CORRIENTE			PASIVO CORRIENTE				
Efectivo	4	356.679	5.475.868				
Deadores por servicios públicos	5	7.926.741	11.107.326	Cuentas por pagar	11	2.551.233	3.361.233
Otros deudores	6	7.420.330	7.556.885	Recursos recibidos en administración	11	1.657.201	6.702.552
Recursos entregados en administración	6	3.109.648	5.532.685	Obligaciones laborales	12	27.510	21.092
Inventarios	7	4.007.292	4.811.069	Pasivos estimados	13	4.684.903	6.058.994
Gastos pagados por anticipado	10	584.331	357.290	Recaudos a favor de terceros	14	318.114	288.515
Cargos diferidos	10	1.469.606	1.469.606				
Derechos en fideicomiso	10	8.186.583	13.930.664				
TOTAL ACTIVO CORRIENTE		33.061.210	60.241.393	TOTAL PASIVO CORRIENTE		9.238.961	16.432.386
ACTIVO NO CORRIENTE			PASIVO NO CORRIENTE				
DEUDORES NETO							
Deudas de difícil cobro	8	6.929.230	9.055.604				
Provisión para deudores (Dt)		(5.362.698)	(8.475.119)	Impuesto al patrimonio	15	-	1.469.607
TOTAL DEUDORES		1.566.532	580.485	TOTAL PASIVO NO CORRIENTE		-	1.469.607
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO NETO			TOTAL PASIVOS				
Bienes depreciables	9	168.662.500	152.871.978			9.238.961	17.901.993
Bienes no depreciables		535.494	535.494				
Depreciación acumulada		(107.042.299)	(103.806.498)				
Provisión para protección, propiedades, planta y equipo		(396.822)	(396.822)				
TOTAL PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO		61.758.873	49.124.152				
OTROS ACTIVOS			PATRIMONIO				
Cargos diferidos	10	-	1.469.607	Capital suscrito y pagado	16	131.344.200	131.344.200
Intangibles		2.633.949	2.378.774	Reservas de ley		754.881	695.101
Amortización acumulada de intangibles		(995.125)	(811.239)	Resultado ejercicios anteriores		(46.621.079)	(47.159.100)
Valorizaciones		65.726.971	65.726.971	Resultado del presente ejercicio		3.705.298	597.800
Total otros activos		67.365.795	68.764.113	Superávit por valorización		65.726.971	65.726.971
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE		130.691.200	118.468.750	Provisión para propiedades, planta y equipo		(396.822)	(396.822)
TOTAL ACTIVOS		163.752.410	168.710.143	TOTAL PATRIMONIO		154.513.449	150.808.150
CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS			CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS				
	17	48.142.983	39.939.569		17	64.019.896	68.732.755
CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS POR CONTRA			CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS POR CONTRA				
		64.019.896	68.732.755			48.142.983	39.939.569

Las Notas 1 a 21 forman parte integral de los Estados Financieros
Los suscritos Representante Legal y Contador Público, certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos son sólo preparados a partir de los libros de contabilidad.


VICTOR HERNANDO RIVERA DÍAZ
Representante Legal


ADRIANA PATRICIA MÚNERA DUQUE
Contador Público
T.P. 113254-T


JOHN JAIRO LACHE CHACÓN
Revisor Fiscal
T.P. 45041-T
Designado por Deloitte & Touche
(Ver Informe adjunto)

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
ESTADOS DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA, SOCIAL Y AMBIENTAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012

Cifras expresadas en miles de pesos colombianos

	NOTA	2013	2012
Ingresos operacionales	18	66.870.682	66.337.826
Costos de prestación de servicios	19	(50.336.522)	(48.011.070)
UTILIDAD BRUTA ANTES DE DEPRECIACIONES		16.534.160	18.326.756
Depreciaciones y amortizaciones		(4.809.293)	(6.249.448)
UTILIDAD BRUTA DESPUÉS DE DEPRECIACIONES		11.724.867	12.077.308
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN			
Administración	20	(6.658.961)	(5.653.132)
Impuestos contribuciones y tasas		(874.123)	(880.210)
Provisiones		(1.215.142)	(1.665.095)
TOTAL GASTOS DE ADMINISTRACIÓN		(8.748.226)	(8.198.437)
UTILIDAD OPERACIONAL		2.976.641	3.878.871
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES			
Ingresos financieros	21	619.776	1.001.582
Gastos financieros		(59.473)	(38.462)
Otros ingresos		847.655	477.255
Otros gastos		(81.356)	(4.721.446)
TOTAL INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		1.326.602	(3.281.071)
UTILIDAD DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS		4.303.243	597.800
Impuesto sobre la renta		-	-
Impuesto sobre la renta para la equidad - CREE		(597.945)	-
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO		3.705.298	597.800

Las Notas 1 a 21 forman parte integral de los Estados Financieros
Los suscritos Representante Legal y Contador Público, certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos son sólo preparados a partir de los libros de contabilidad.


VICTOR HERNANDO RIVERA DÍAZ
Representante Legal


ADRIANA PATRICIA MÚNERA DUQUE
Contador Público
T.P. 113254-T


JOHN JAIRO LACHE CHACÓN
Revisor Fiscal
T.P. 45041-T
Designado por Deloitte & Touche
(Ver Informe adjunto)

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012

Cifras expresadas en miles de pesos colombianos

	CAPITAL SOCIAL	RESERVA LEGAL	UTILIDAD (PÉRDIDA) NETA DEL EJERCICIO	RESULTADOS DE EJERCICIOS ANTERIORES	SUPERÁVIT POR VALORIZACIONES	TOTAL
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	131.344.200	649.918	451.835	(47.565.751)	65.007.334	149.887.535
Distribución de la utilidad	-	45.183	(451.835)	406.652	-	-
Variación en superávit por valorizaciones	-	-	-	-	322.815	322.815
Utilidad del ejercicio	-	-	597.800	-	-	597.800
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012	131.344.200	695.101	597.800	(47.159.099)	65.330.149	150.808.150
Distribución de la utilidad	-	59.780	(597.800)	538.020	-	-
Utilidad del ejercicio	-	-	3.705.298	-	-	3.705.298
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013	131.344.200	754.881	3.705.298	(46.621.079)	65.330.149	154.513.449

Las Notas 1 a 21 forman parte integral de los Estados Financieros
Los suscritos Representante Legal y Contador Público, certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad.


VÍCTOR HERNANDO RIVERA DÍAZ
Representante Legal


ADRIANA PATRICIA MÚNERA DUQUE
Contador Público
T.P. 113254-T


JOHN JAIRO LACHE CHACÓN
Revisor Fiscal
T.P. 45041-T
Designado por Deloitte & Touche
(Ver Informe adjunto)

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012

Cifras expresadas en miles de pesos colombianos

	2013	2012
ORIGEN DE FONDOS		
OPERACIONES		
Utilidad neta del ejercicio	3.705.298	597.800
Depreciación de propiedades, planta y equipo	3.155.801	4.629.288
Amortización de cargos diferidos e intangibles	1.653.493	1.620.159
Pérdida en venta de activos fijos	-	(15.130)
Provisión de cartera	652.397	1.170.336
Castigo de cartera	3.759.311	2.532.191
CAPITAL DE TRABAJO PREVISTO POR LAS OPERACIONES	12.926.300	10.534.644
APLICACIÓN DE FONDOS		
Adiciones de propiedades, planta y equipo	15.790.522	10.586.481
Adquisición de intangibles	255.175	320.411
Pago del impuesto al patrimonio	1.469.606	1.469.606
Disminución en cuentas por cobrar de largo plazo	5.397.755	3.668.825
TOTAL APLICACIÓN DE FONDOS	22.913.058	16.045.323
DISMINUCIÓN DEL CAPITAL DE TRABAJO	(9.986.758)	(5.510.679)
ANÁLISIS DE LOS CAMBIOS EN EL CAPITAL DE TRABAJO		
VARIACIONES EN EL ACTIVO CORRIENTE		
Efectivo	(5.119.189)	(10.966.800)
Inversiones temporales	-	(5.001.102)
Deudores por servicios públicos	(3.180.585)	(2.724.000)
Otros deudores	(136.555)	(3.705.680)
Recursos entregados en administración	(2.423.037)	5.532.685
Inventarios	(803.777)	(422.493)
Gastos pagados por anticipado	227.041	15.065
Derechos en fideicomiso	(5.744.081)	13.930.664
TOTAL VARIACIONES ACTIVO CORRIENTE	(17.180.189)	(3.341.651)
VARIACIONES EN EL PASIVO CORRIENTE		
Cuentas por pagar	810.000	(322.549)
Recursos recibidos en administración	5.045.351	(3.741.603)
Obligaciones laborales	(6.418)	(6.529)
Pasivos estimados	1.374.091	2.043.698
Recursos a favor de terceros	(29.599)	(142.035)
TOTAL VARIACIONES PASIVO CORRIENTE	7.193.425	(2.169.018)
DISMINUCIÓN DEL CAPITAL DE TRABAJO	(9.986.758)	(5.510.679)

Las Notas 22 a 27 forman parte integral de los Estados Financieros
Los suscritos Representante Legal y Contador Público, certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad.


VÍCTOR HERNANDO RIVERA DÍAZ
Representante Legal


ADRIANA PATRICIA MÚNERA DUQUE
Contador Público
T.P. 113254-T


JOHN JAIRO LACHE CHACÓN
Revisor Fiscal
T.P. 45041-T
Designado por Deloitte & Touche
(Ver Informe adjunto)

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012

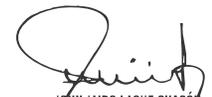
Cifras expresadas en miles de pesos colombianos

	2013	2012
FLUJOS DE EFECTIVO POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		
RESULTADO DEL EJERCICIO		
Conciliación entre la utilidad neta del ejercicio y el efectivo neto	3.705.298	597.800
Provisión (usada) por actividades de operación:		
Depreciación de propiedades, planta y equipos	3.155.801	4.629.288
Amortización de cargos diferidos e intangibles	1.653.493	1.620.159
Pérdida en venta de activos fijos	-	(15.130)
Provisión de cartera	652.397	1.170.336
Provisión de demandas y litigios	109.154	64.326
Castigo de cartera	3.759.311	2.532.191
	13.035.455	10.598.971
CAMBIOS NETOS EN ACTIVOS Y PASIVOS OPERACIONALES		
Deudores	(2.080.615)	2.760.854
Inversiones temporales	-	(5.001.102)
Recursos entregados en administración	2.423.037	(5.532.685)
Inventarios	803.777	422.493
Gastos pagados por anticipado	(227.041)	(15.065)
Derechos en fideicomiso	5.744.081	(13.930.664)
Cuentas por pagar	810.000	322.549
Recursos recibidos en administración	(5.045.351)	3.741.603
Obligaciones laborales	6.418	6.529
Pasivos estimados	(1.483.245)	(2.108.024)
Recaudos a favor de terceros	29.599	142.035
EFFECTIVO NETO USADO EN ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	(639.340)	(19.191.476)
TOTAL EFECTIVO PROVISITOS POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	12.396.115	(8.592.505)
FLUJOS DE EFECTIVO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Inversiones	-	5.001.102
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(15.790.522)	(10.586.481)
Adquisición de intangibles	(255.175)	(320.411)
EFFECTIVO NETO USADO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(16.045.697)	(5.905.791)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Impuesto al patrimonio	(1.469.606)	(1.469.606)
EFFECTIVO NETO USADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(1.469.606)	(1,469,606)
Disminución neta en efectivo	(5.119.189)	(15.967.902)
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	5.475.868	21.443.770
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	356.679	5.475.868

Las Notas 1 a 21 forman parte integral de los Estados Financieros
Los usuarios Representante Legal y Contador Público, certificarán que honran y cumplirán con las obligaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de conatos.


VICTOR HERNANDO RIVERA DÍAZ
Representante Legal

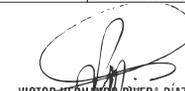

ADRIANA PATRICIA MÚNERA DUQUE
Contador Público
T.P. 113254-T


JOHN JAIRO LACHE CHACÓN
Revisor Fiscal
T.P. 45041-T
Designado por Deloitte & Touche
(Ver Informe adjunto)

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
INDICADORES FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012

Cifras expresadas en miles de pesos colombianos

INDICADOR	2013	2012	COMENTARIO
I. DE LIQUIDEZ			
1. EBITDA	Pérdida operacional 2.976.641	3.878.871	Entrega como resultado el valor de la utilidad operacional en términos de efectivo.
	Depreciación 3.155.801	4.629.288	
	Provisión energía 652.397	1.170.336	
	Provisión contingencias 109.154	64.326	
	Provisiones fiscales 1.051.537	430.434	
	Amortización diferidos e intangibles 1.653.493	1.620.159	
	Ebitda 9.589.023	11.793.414	
2. PRUEBA ACIDA	Activo corriente - inventario 29.053.918	45.430.324	Capacidad de la Empresa para cancelar la deuda exigible en el corto plazo, con sus activos de mayor garantía de convertibilidad en efectivo en forma inmediata.
	(-) Pasivo corriente 9.238.961	16.432.386	
	Prueba acida 3,14	2,76	
3. ROTACIÓN CUENTAS POR COBRAR	Cuentas por cobrar 7.926.741	11.107.376	Establece el número de veces que giran las cuentas por cobrar en promedio en un periodo de un año.
	(-) Ventas del periodo 66.870.682	66.337.826	
	Rotación de cartera 42,67	60,28	
4. ROTACIÓN CUENTAS POR PAGAR	Cuentas por pagar 324.653	1.294.794	Maestra cada cuantos días en promedio la empresa cancela sus proveedores.
	(-) Costo de venta 53.485.079	52.659.354	
	Rotación cuentas por pagar 2,19	8,85	
5. CAPITAL NETO DE TRABAJO	Activo corriente 33.061.210	50.241.393	Margen de seguridad para cumplir con obligaciones a corto plazo.
	(-) Pasivo corriente 9.238.961	16.432.386	
	Capital de trabajo 23.822.249	33.809.007	
6. RAZÓN CORRIENTE	Activo corriente 33.061.210	50.241.393	Capacidad para enfrentar las deudas a corto plazo.
	(-) Pasivo corriente 9.238.961	16.432.386	
	Razón corriente 3,58	3,06	
II. DE ENDEUDAMIENTO			
1. ENDEUDAMIENTO	Activo total 9.239.961	17.901.993	Apalancamiento de los acreedores en los activos de la Empresa.
	(-) Activo total 163.752.410	168.710.143	
	Endeudamiento 5,64	10,61	
2. PROTECCIÓN AL PASIVO TOTAL	Patrimonio 154.513.449	150.808.150	Pesos de los dueños que respaldan las deudas de los acreedores.
	(-) Pasivo corriente 9.238.961	16.432.386	
	Protección al pasivo 16,72	9,18	
3. PROPIEDAD	Patrimonio 154.513.449	150.808.150	Porcentaje de los activos de la Empresa que pertenece a los dueños.
	(-) Activo total 163.752.410	168.710.143	
	Propiedad 94,38%	89,39%	
III. DE ACTIVIDAD			
1. ACTIVOS FIJOS	Ingresos operacionales 66.870.682	66.337.826	Indica cuanto genera en ingresos cada peso invertido en activos fijos.
	Activo fijo bruto 169.197.994	153.407.472	
	Activos fijos 39,52%	43,24%	
2. ACTIVOS TOTALES	Ingresos operacionales 66.870.682	66.337.826	Indica cuanto genera en ingresos cada peso invertido en el activo total.
	Activos totales 163.752.410	168.710.143	
	Activos totales 40,84%	39,32%	
3. CAPITAL	Ingresos operacionales 66.870.682	66.337.826	Indica cuanto genera en ingresos cada peso invertido por los accionistas.
	Capital 131.344.200	131.344.200	
	Capital 50,91%	50,51%	
IV. DE RENTABILIDAD			
1. MARGEN BRUTO	Utilidad bruta 11.724.867	12.077.308	Capacidad de la Empresa en el manejo de sus ingresos para generar utilidades.
	(-) Ingresos operacionales 66.870.682	66.337.826	
	Margen neto 17,53%	18,21%	
2. MARGEN OPERACIONAL	Ebitda 9.589.023	11.793.414	Capacidad de la Empresa en el desarrollo de su objeto social.
	(-) Ingresos operacionales 66.870.682	66.337.826	
	Margen operacional 14,35%	17,78%	
3. MARGEN NETO	Utilidad neta 3.705.298	597.800	Rentabilidad de la Empresa
	(-) Ingresos operacionales 66.870.682	66.337.826	
	Margen neto 5,54%	0,90%	
4. RENDIMIENTO DEL PATRIMONIO	Utilidad neta 3.705.298	597.800	Rendimiento de la inversión de los dueños.
	(-) Capital 131.344.200	131.344.200	
	Rendimiento patrimonio 2,82%	0,46%	
5. UTILIDAD POR ACCIÓN	Utilidad neta 3.705.298	597.800	Utilidad generada por acción en circulación.
	(-) Acciones en circulación 1.313.442	1.313.442	
	Utilidad por acción 2,82	0,46	
6. VALOR INTRINSECO POR ACCIÓN	Patrimonio 154.513.449	150.808.150	Valor en libros de una acción.
	(-) Acciones en circulación 1.313.442	1.313.442	
	Valor intrínseco acción 117,840	114,819	


VICTOR HERNANDO RIVERA DÍAZ
Representante Legal


ADRIANA PATRICIA MÚNERA DUQUE
Contador Público
T.P. 113254-T

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. COMPOSICIÓN Y PARTICIPACIÓN PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

Cifras expresadas en miles de pesos colombianos

ACCIONISTAS	VALOR ACCIÓN	CAPITAL AUTORIZADO		CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO		CAPITAL POR SUSCRIBIR		% PARTICIPACIÓN
		Nº ACCIONES	VALOR	Nº ACCIONES	VALOR	Nº ACCIONES	VALOR	
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA	100.000	986.320	98.632.000.000	985.438	98.543.800.000	882	88.200.000	75,0271
MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO	100.000	328.000	32.800.000.000	328.000	32.800.000.000	-	-	24,9275
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	100.000	1	100.000	1	100.000	-	-	0,0001
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.	100.000	1	100.000	1	100.000	-	-	0,0001
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	100.000	1	100.000	1	100.000	-	-	0,0001
EMPRESA DE ENERGÍA DE QUINDIÁNARCA S.A. E.S.P.	100.000	1	100.000	1	100.000	-	-	0,0001
TOTALES		1.314.324	131.432.400.000	1.313.442	131.344.200.000	882	88.200.000	100,00


VICTOR HERNANDO RIVERA DÍAZ
Representante Legal


ADRIANA PATRICIA MÚNERA DUQUE
Contador Público
I.P. 113254-T

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012

Expresados en miles de pesos

NOTAS A LA INFORMACIÓN CONTABLE

NOTA 1. NATURALEZA JURÍDICA

La Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. "DISPAC", es una Empresa de servicios públicos domiciliarios dedicado a la comercialización y distribución de energía eléctrica, constituido como sociedad anónima, con capital mixto, en la cual el Estado es poseedor de la mayoría del capital social, con domicilio en la ciudad de Quibdó, departamento del Chocó, República de Colombia.

DISPAC S.A. E.S.P. se constituyó el 11 de diciembre de 2001, mediante escritura pública No. 3659 de la Notaría 24 del Circuito de Bogotá. Mediante licitación pública, a través del Gestor Consorcio Interzono S.A. E.S.P., Eléctricos de Medellín S.A. y Consultores Unidos S.A., se encomendó la Administración del Establecimiento de Comercio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en 15 Municipios del Departamento del Chocó, para el periodo comprendido entre el 29 de julio del año 2002 al 31 de marzo del año 2013. A través de la licitación pública N° DG-002.2012, para el periodo comprendido entre el 1° de abril del año 2012 a 31 de julio del año 2014, se adjudicó a la Empresa Eléctrica de Medellín Ingeniería y Servicios S.A., la administración del establecimiento de comercio de distribución y comercialización de energía eléctrica de la zona de influencia.

Principales contratos celebrados por Dispac

- Contrato de Gestión:** A partir de abril del 2012 DISPAC tiene un nuevo modelo de Gestión en el cual el Nuevo Gestor - Eléctricos de Medellín Ingeniería y Servicios S.A. - administra el Establecimiento de Comercio y, en general, ejecuta las actividades que comprenden el giro ordinario de los negocios, bajo la supervisión de una Interventoría Externa mientras que DISPAC gestiona los procesos asociados con la planeación de la expansión de mediano y largo plazo, el Análisis Regulatorio, la proyección y planeación financiera y el endeudamiento de largo plazo.
La remuneración del Gestor es función de la facturación al usuario de los cargos de distribución y comercialización más un porcentaje fijo a aplicar por la ingeniería, administración y ejecución de los recursos de inversión disponibles por parte de DISPAC. El valor de la remuneración incluye el cumplimiento de metas en indicadores como: nivel de recaudo, pérdidas de energía y calidad del servicio.
- Interventoría externa al Contrato de Gestión:** Está a cargo de la Desarrolladora de Proyectos de Interventoría - DEPI Ltda, cuyo alcance incluye pero no se limita a la interventoría técnica, financiera, contable, jurídica, medioambiental, socio-pedial, administrativa, de seguros, operativa y de mantenimiento del Contrato Gestión. Al igual que el contrato de gestión, el contrato de Interventoría tiene una duración hasta 31 de julio de 2014. La remuneración de la Interventoría externa tiene un componente fijo y uno variable relacionado con la interventoría o los contratos de inversión que se realicen con recursos de DISPAC.
- Encargo Fiduciario:** El nuevo contrato de Gestión estableció que los recursos de DISPAC, debían ser administrados a través de un Encargo Fiduciario, por lo tanto a partir del 20 de abril del año 2012, se suscribió con La Financiera de Desarrollo Nacional (FDN) un Contrato Interbancario de Fideicomiso Mercantil Irrevocable de Administración y Pagos, dándose terminado la operatividad de este a finales de octubre de la vigencia 2013, posteriormente se firmó el 30 de septiembre, entre DISPAC y Fiduciaria Bancolombia S.A. el Contrato No. 5287 de Fideicomiso Mercantil Irrevocable de Administración y Pagos.
- Soporte y mantenimiento tecnológico de DISPAC:** El 25 enero de 2012, se suscribió con la Empresa de Energía de Boyacá - EBSA S.A. E.S.P., un contrato

con el objeto de prestar los servicios de administración del Datacenter de DISPAC en la ciudad de Quibdó, que incluye la guarda y custodia de todos los equipos y elementos que se encuentran en él, la garantía de la operación y disponibilidad de todos los sistemas de información de DISPAC, y de los servicios de hosting y respaldo de los demás sistemas de información e infraestructura tecnológica de DISPAC S.A. E.S.P., este contrato tiene una vigencia hasta el 31 de julio de 2014, con un valor aproximado de \$3.012.706.

- Para el desarrollo del proyecto FASE 1,** reemplazando la administración delegada de ISA, el pasado 16 de mayo de 2013, se suscribió el Contrato con DISCO S.A., cuyo objeto es "Suministros, transportes, construcción, montajes electromecánicos, pruebas y puesta en servicio de líneas y subestaciones de la fase I del proyecto de interconexión eléctrica 34,5 KV entre Istmina, Palmadó y San Miguel, con transformación 115/34,5 KV de 17 MVA en Istmina y subestaciones asociadas de 34,5/13,2 KV en el Medio San Juan en el Departamento de Chocó", con una vigencia inicial hasta el 31 de diciembre de 2013. El 30 de diciembre de 2013 se suscribió el otro sí No. 2 por el cual se amplía la vigencia hasta el 31 de marzo de 2014.
- Para la Interventoría del contrato Fase 1** el pasado 21 de mayo de 2013 se suscribió, un contrato con la firma CONSULTORES REGIONALES ASOCIADOS - CRA S.A.S., con una vigencia hasta inicial hasta el 24 de enero de 2014, pero consecuente con la ampliación del contrato de obra, el 22 de enero de 2014 se suscribió el otro sí No. 1 por el cual se amplía la vigencia hasta el 24 de abril de 2014.
- El 25 de octubre de 2012,** se suscribió con el Ministerio de Minas y Energía, el contrato FAER GSA N°159 de 2012, por \$11.000.000, con el objeto de ampliar la cobertura, mejorar la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica y satisfacer la demanda de la misma en las zonas del Sistema Interconectado Nacional - SIN, ubicadas en el mercado de comercialización del Operador de Red DISPAC, mediante la ejecución de los proyectos del Fondo de Apoyo Financiero para la Ejecución de los Zonas Rurales Interconectadas, en adelante FAER, al cierre de esta vigencia se habían recibido recursos por \$9.900.000, de los cuales han sido girados a los contratistas DISCO y CRA la suma de \$8.170.082.
- El 13 de octubre de 2009,** mediante acuerdo No. 032, el Consejo Asesor de Regalías, aprobó \$13.000.000, para la ejecución del proyecto de construcción de la interconexión eléctrica a 34,5 KV entre Istmina y San Miguel con transformación 115/34,5 de MVA en Istmina y subestaciones asociadas de 34,5/13,2 KV Medio San Juan del Departamento del Chocó, el cual es financiado a través del Fondo Nacional de Regalías, en adelante FNR, de estos recursos se han recibido giros por valor de \$3.556.800, y se han ejecutado pagos por \$3.451.328.

NOTA 2. POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Para el proceso de identificación, registro, preparación y revelación de los estados contables, aplica el marco conceptual de la contabilidad pública y el plan de contabilidad para entes prestadores de servicios públicos domiciliarios, adoptado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Así mismo se aplican las normas y procedimientos establecidos por la Contaduría General de la Nación (CGN) en materia de registro oficial de los libros y preparación de los documentos soporte.

DISPAC S.A. E.S.P., utilizó los criterios y normas de valuación de los activos y pasivos. Lo mismo que el sistema de causación de los ingresos, costos y gastos reconocidos en el giro normal del negocio, incluyendo además las provisiones, depreciaciones y amortizaciones.

Para el reconocimiento patrimonial de los hechos financieros, económicos y sociales se aplicó la base de causación y para el reconocimiento de la ejecución presupuestal se utilizó la base de caja en los ingresos y el compromiso en los gastos.

a. Unidad monetaria

La unidad monetaria utilizada por la Empresa es el peso colombiano.

b. Periodo contable

La Empresa tiene definido efectuar un corte de sus cuentas, preparar y difundir estados financieros de propósito general una vez al año, al 31 de diciembre.

c. Deudores por servicios públicos

Se registran los derechos de cobro originados en el desarrollo del objeto social por la venta del servicio de energía y el beneficio como distribuidor.

Actualmente la política definida para la provisión de la cartera capital mayor a 360 días, es la siguiente:

- a.)** Para el alumbrado público la provisión corresponde al 50% sobre el capital mayor a 360 días.
b.) Para el sector oficial la provisión corresponde a:
- Empresas en liquidación se provisiona el 100% del capital mayor a 360 días.
 - Empresas intervenidas y otros se provisiona el 50% del capital mayor a 360 días.
- c.)** Para los usuarios residenciales, comerciales e industriales se provisionó el 100% del capital mayor a 360 días.

El valor de los intereses de mora, se registra en cuentas de orden y afectan al ingreso cuando se recibe el pago efectivo de los mismos.

d. Inventarios

Registra los materiales adquiridos por la Empresa para cumplir con los programas del plan de inversión, mantenimiento y reposición de infraestructura eléctrica.

e. Propiedades, planta y equipo

Se denominan propiedades, planta y equipo a todo recurso tangible controlado por la Empresa, obtenido, construido o en proceso de construcción; empleado dentro del giro ordinario de sus actividades para la prestación del servicio.

Los propiedades, planta y equipo se reconocen por su costo histórico.

El valor de los edificaciones y mejoras se reconoce como mayor valor del activo, y en consecuencia afectan el cálculo futuro de la depreciación, teniendo en cuenta que aumentan la vida útil del bien, amplían su capacidad, la eficiencia operativa y mejoran la calidad del servicio. Las reparaciones y mantenimiento se reconocen como gasto o costo, según corresponda.

f. Depreciación acumulada

Para la vigencia 2010 se implementó el cambio en la política contable de depreciación de la infraestructura eléctrica, consistente en aplicar el método de reducción de saldos a aquellos activos adquiridos antes del 1 de enero de 2010. Este método exige un valor de salvamento, el cual fue establecido en \$1, una tasa de depreciación la cual se determinó a partir de la siguiente fórmula, $Tasa = 1 - (Valor de salvamento / Valor del activo)^{1/n}$ - Vida útil del activo. La depreciación para los demás activos se calculó por el método de línea recta de acuerdo a lo establecido por la CGR.

Los siguientes son los datos útiles utilizados para calcular la depreciación y/o amortización por el método de línea recta de los activos adquiridos a partir del 1 de enero de 2010.

CLASE DE ACTIVO	VIDA ÚTIL
REDES DE DISTRIBUCIÓN	25
EQUIPOS DE SUBESTACIONES	25
INSTALACIONES DOMICILIARIAS - MEDIDORES	15
MAQUINARIA Y EQUIPOS	15
EQUIPOS DE OFICINA	5
EQUIPO DE COMPUTACION	5
OTROS ACTIVOS	50
EQUIPO DE TRANSPORTE	5

g. Otros Activos

Representan el valor de los gastos pagados por anticipado por concepto de la adquisición de bienes y servicios, los cuales son amortizados durante el periodo en que se reciben los bienes y servicios, o se causan los costos y gastos.

Los activos intangibles representan el valor de los costos de adquisición, desarrollo o producción del conjunto de bienes inmateriales que constituyen derechos, privilegios o ventajas de competencia, de cuya ejercitación y explotación pueden obtenerse beneficios económicos en varios periodos determinables. En este rubro se encuentran registrados los softwares de la línea la Virginia - Cartaguij los cuales se amortizan a 50 años, licencias y software de los diferentes sistemas de información adquiridos por la Entidad, los cuales se amortizan a 5 años.

Los Derechos en Fideicomisos, corresponden a los recursos recibidos por el recudo de energía, a través del contrato de Fideicia Mercantil Irrevocable de Administración y Pagos, suscrito entre DISPAC S.A. E.S.P. y Fiduciaria Bancolombia S.A. en 2013, y con FON en 2012.

h. Valoraciones (Desvalorizaciones)

Corresponden a las valoraciones relativas a las Propiedades, Planta y Equipo originados al confrontar el valor neto en libros y el valor de evaluación técnicamente determinado; cuando este último es mayor, la diferencia se registra en cuentas separadas dentro del activo como valorizaciones; cuando es menor, se genera una desvalorización la cual se registra directamente en el estado de resultados como un gasto del periodo.

i. Cuentas por pagar

Las cuentas por pagar se registran por el valor total adeudado, se causan en el momento en que se recibe el bien o servicio, o se formalizan los documentos que generan las obligaciones correspondientes de conformidad con las condiciones contractuales.

j. Obligaciones Laborales

El pasivo corresponde a las obligaciones que la Empresa tiene por concepto de las prestaciones legales y extralegales con sus empleados.

k. Provisión para Impuesto de Renta

La Empresa determina la provisión para impuesto sobre la renta y complementarios y el impuesto sobre la renta para la equidad (CREE) con base en la utilidad gravable o la renta presuntiva, la mayor, estimada a tasas especificadas en la ley de impuestos.

l. Impuesto al patrimonio

De acuerdo con lo establecido por la Ley que regula los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia y los alternativos de registro contable allí establecidos, la Empresa optó por causar la totalidad del impuesto al patrimonio con cargo a un activo diferido, el cual se amortiza contra resultados durante cuatro años por el valor de las cuotas exigibles en el respectivo periodo.

m. Cuentas de orden

En cuentas de orden se registran las operaciones con terceros que por su naturaleza no afectan la situación financiera de la Empresa, incluyen los derechos contingentes en demandas, las cuentas de orden fiscales que resultan de diferencias entre los cifras contables y las fiscales principalmente, los activos totalmente depreciados, las responsabilidades contingentes por demandas, los gastos no deducibles fiscalmente, el valor de los intereses generados sobre el total de la cartera de la entidad, y el valor de la cartera castigada.

n. Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos provenientes de la prestación de servicios de energía se encuentran regulados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y se reconocen durante el periodo contractual o cuando se prestan los servicios. Los demás ingresos, costos y gastos se reconocen por el sistema de causación.

o. Unidad neta por acción

Es determinada con base en el promedio ponderado de acciones en circulación el cierre de cada ejercicio.

p. Estimados contables

La preparación de estados financieros de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados requiere que la Gerencia haga algunas estimaciones y supuestos que afectan los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos reportados durante el periodo.

q. Reclasificaciones

Algunas cifras de los estados financieros de 2012 fueron reclasificadas para fines comparativos, y se presentan bajo las denominaciones de las cuentas señaladas en el Plan Único de Cuentas.

Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera

De conformidad con lo previsto en la Resolución 051 del 11 de febrero del 2013 y la Resolución 743 del 17 de diciembre de 2013 de la Contaduría General de la Nación, en su Artículo 2, Parágrafo 1, la Empresa debe continuar aplicando el Plan General de Contabilidad, el Manual de Procedimiento y la Doctrina Contable Pública del Régimen de Contabilidad Pública, hasta tanto la Contaduría General de la Nación, expida el modelo de contabilidad que le será aplicable.

Régimen tributario:

A continuación se resumen algunas modificaciones al régimen tributario colombiano para los años 2013 y siguientes, introducidas por la Ley 1607 del 26 de diciembre de 2012:

Impuesto sobre la renta y complementarios: Se modifica la tarifa sobre la renta gravable de los personas jurídicas al 25% a partir del 1 de enero de 2013.

Impuesto sobre la renta para la equidad CREE: Se crea a partir del 1º de enero de 2013 el impuesto sobre la renta para la equidad. Este impuesto se calcula con base a los ingresos brutos obtenidos menos los ingresos no constitutivos de renta, costos, deducciones, rentas exentas y ganancias ocasionales; o una tarifa del 8%. Para los años 2013, 2014 y 2015 la tarifa aplicable será del 9%.

Dentro de la depuración de la base para la liquidación del impuesto CREE no se permite la compensación de la renta del periodo gravable, con pérdidas fiscales o excesos de renta presuntiva de periodos anteriores.

Exoneración de aportes: Se exonera a las personas jurídicas declarantes del Impuesto a la Renta y Complementarios del pago de aportes parafiscales a favor del Servicio Nacional del Aprendizaje - SENA y del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar - ICBF, correspondientes a los trabajadores que divergen, individualmente considerados, hasta diez (10) salarios mínimos legales vigentes. Este exoneración comienza a partir del momento en que se implemente el sistema de retenciones en la fuente para el recudo del impuesto sobre la renta para la equidad CREE (y en todo caso antes del 1 de julio de 2013).

Normas contables: Se establece que únicamente para efectos tributarios las remisiones contenidas en las normas tributarias o las normas contables, continuaran vigentes durante los 4 años siguientes a la entrada en vigencia de las Normas Internacionales de Información Financiera. En consecuencia, durante el tiempo citado, las bases fiscales de los periodos que se incluyen en las deducciones tributarias continuaran inalteradas. Así mismo, las exigencias de tratamientos contables para el reconocimiento de situaciones fiscales especiales perduran vigencia a partir de la fecha de aplicación del nuevo marco regulatorio contable.

NOTA 3. EFECTOS Y CAMBIOS SIGNIFICATIVOS EN LA INFORMACIÓN CONTABLE

Durante el año 2013 los Estados Financieros de DISPAC, revelan los siguientes hechos económicos de mayor incidencia es:

- Atendiendo la decisión de la Junta Directiva y dando cumplimiento al procedimiento de depuración, provisión y castigo de cartera, se registró durante la vigencia 2013 un castigo de la cartera irreparable por valor de \$4.913.080. La cifra corresponde a cartera mayor y menor a 360 días, la cual fue castigada considerando los recursos ya provisionados. El valor que corresponde a intereses de mora, no afecta la provisión, teniendo en cuenta que esta parte de la cartera se encuentra registrada en cuentas de orden. A continuación se relaciona el detalle del castigo aprobado:

CASTIGO DE CARTERA 2013

GRUPO	CAPITAL <= 360 DIAS			CARTERA > 360 DIAS			TOTAL
	N° USUARIOS	CAPITAL	INTERESES	CAPITAL	INTERESES	TOTAL	
Cartera no gestionable	2.096	384.527	129.946	514.378	2.566.612	992.063	3.559.089
Usuarios depurados	3.685	185.592	94.295	281.867	0	0	10
Saldos en reclamación	475	0	0	485.939	71.791	557.252	557.252
TOTALES	6.464	570.119	326.141	578.294	3.023.553	518.627	34.913.283

- El año 2013 presenta un incremento en la utilidad neta de \$3.107.498, al pasar de \$597.800 en el 2012 a \$3.705.298 en el año 2013. Los ingresos operacionales se ubican en \$66.870.682 presentando un incremento del 0,81% frente a los ingresos del año 2012. Los ingresos por concepto de remuneración del STR presentaron una disminución de \$1.244.228, debido a que se dió inicio un nuevo esquema de compensaciones para el nivel de tensión 4, mientras que las ventas por el servicio de energía y otros conceptos facturados mostraron un incremento de \$1.777.084.
- La Empresa recibió del Ministerio de Minas y Energía, a través del Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso la suma de \$16.182.073 como pago de los subsidios generados.
- Se registraron adiciones en los activos fijos como consecuencia de la activación de los contratos que fueron terminados durante la vigencia, y de materiales instalados por las cuadrillas del Gestor por un valor de \$5.361.073.
- El 16 de septiembre de 2013, mediante Resolución No. 007825, DISPAC recibió de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, autorización para actuar como Autorretenedor del impuesto de renta y complementarios y del impuesto sobre la renta para la equidad - CREE.

NOTAS RELATIVAS A LOS GRUPOS DE CUENTAS (Clases, Cuentas y Subcuentas)**NOTA 4. EFECTIVO**

La cuenta del efectivo corresponde a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
CAJA		
CAJA PRINCIPAL (1)	155.112	68.347
BANCOS Y CORPORACIONES		
Cuentas de Ahorro (2)	201.567	5.407.521
TOTAL DISPONIBLE	\$ 356.679	\$ 5.475.868

(1) El saldo de caja, corresponde a los dineros recaudados por concepto de venta de servicio de energía, los cuales son consignados en bancos al día hábil siguiente.

(2) Los cuentas de ahorro están representadas por los recursos girados por el Fondo Nacional de Regalías para la ejecución del proyecto de interconexión eléctrica desde Istimira hasta Paimadó y San Miguel, y a los recursos recibidos según convenio suscrito entre DISPAC y el Municipio del Atrato para la interconexión eléctrica en redes de media y baja tensión entre los corregimientos de Puente de Paimadó y Puente de Chinitad. Estos recursos tienen restricción y son de destinación específica. Durante el 2013 se redefinió a recursos entregados en administración, el valor de los garantías giradas a Expertos en Mercados S.A. — XIA.

DETALLE RECURSOS (CON DESTINACIÓN ESPECÍFICA)	2013	2012
Recursos del Fondo Nacional de Regalías	105.990	1.198.734
Recursos Municipio Atrato	95.577	-
Garantías Expertos en Mercados - XM (Banca BBVA)	-	4.208.773
Recursos del FAER	-	14

NOTA 5. DEUDORES POR SERVICIOS PÚBLICOS

La cuenta deudores corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
DEUDORES		
Venta de Bienes (1)	42.050	44.522
Deudores por Servicios Públicos (2)	7.894.691	11.062.804
TOTAL DEUDORES	\$ 7.926.741	\$ 11.107.326

(1) Corresponde a deudores por venta de medidores y demás materiales eléctricos.

(2) Corresponde a la cuenta por cobrar por la prestación del servicio de energía eléctrica.

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Usuarios Consumo y Contribución (a)	7.028.500	6.789.710
Beneficio Distribuidor y Conexión S.T.R. (b)	143.098	349.156
Conexión Activos del S.T.N. (c)	81.301	98.722
Subsidio de Energía - FSSRI - (d)	631.792	3.569.327
FOES (e)	-	255.889
TOTAL DEUDORES POR SERVICIOS PÚBLICOS	\$ 7.884.691	\$ 11.062.804

a) Cuenta por cobrar a usuarios por consumo y que corresponde al saldo de la cartera menor a 360 días.

b) Cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional pendientes de cobro a los diferentes agentes comerciales.

c) Valor pendiente de cobro a la Minera El Roble S.A., por cargos por conexión al S.DL, facturados en noviembre del año 2012 y al saldo por cobrar de la facturación del año 2013.

d) Corresponde el saldo contable de los subsidios y contribuciones causados durante el mes de diciembre de 2013 Y 2012.

e) Valor redefiniendo a cartera mayor a 360 días, correspondiente a la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho que instauró la Empresa ante el Ministerio de Minas y Energía, por reclamación en devolución de recursos FOES, que habían sido entregados a usuarios de zonas especiales certificadas por los entes territoriales, y que el Ministerio consideraba se estaban asignando a usuarios distintos a los entes mencionados, este valor fue provisionado en su totalidad por considerarse no recuperable.

NOTA 6. OTROS DEUDORES

La cuenta otros deudores corresponde a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
OTROS DEUDORES		
Avances y Anticipos Entregados (1)	3.627.218	4.305.666
Anticipos y Saldos a Favor por Impuestos (2)	3.659.167	2.614.005
Otros Deudores (3)	133.945	637.212
Subtotal	7.420.330	7.556.885
Recursos Entregados en Administración (4)	3.109.648	5.532.685
TOTAL OTROS DEUDORES	\$ 10.529.978	\$ 13.089.570

(1) AVANCES Y ANTIPOS ENTREGADOS

Se registran los anticipos entregados a contratistas en desarrollo de los programas o proyectos de inversión adelantados por la Empresa, se incluyen además los anticipos con cargo al presupuesto de la operación comercial, como las garantías mensuales pagadas a Expertos en Mercados, para compra de energía y costos asociados a la misma.

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Compra de Energía (a)	254.584	256.799
Contratos y Proyectos de Inversión (b)	2.990.604	4.023.231
Otros (c)	382.030	25.638
TOTAL AVANCES Y ANTIPOS	\$ 3.627.218	\$ 4.305.668

a) Saldo pendiente por aplicar a los consumos de energía en bolsa y costos asociados facturados por XIA.

b) Corresponde a los anticipos entregados a contratistas para la ejecución de los diferentes proyectos de inversión.

DETALLE	2013	2012
	Contratos de Inversión	2.356.352
Proyecto de Interconexión - ISA	634.252	2.859.794
TOTAL	\$ 2.990.604	\$ 4.023.231

c) Saldo correspondiente al anticipo entregado para la ejecución de los contratos 329 y 349 de 2013, para la instalación del sistema de gestión de medición remota.

(2) ANTIPO O SALDOS A FAVOR POR IMPUESTOS

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Saldos a Favor en Liquidaciones Privadas - DIMI (a)	2.563.538	2.215.769
Retención en la Fuente (b)	691.860	347.769
Retención CREE (c)	349.661	-
Anticipo para Industria y Comercio (d)	54.108	50.462
TOTAL ANTIPOS O SALDOS A FAVOR	\$ 3.659.167	\$ 2.614.005

a) Corresponde al saldo a favor en liquidación privada de renta acumulada al año 2013, cabe anotar que durante la vigencia se adelantó ante la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales el trámite para solicitud de devolución del saldo a favor según la declaración de renta del año 2012, al cierre de la vigencia la DIAN no se había pronunciado, sin embargo el 3 de enero de 2014 se recibió Auto de Suspensión de Términos N° 002, fechado del 13 de diciembre, informando que suspendió el trámite de devolución por 90 días,

y que se adelantaría investigación sobre la solicitud de devolución del saldo a favor. A la fecha de la presentación del presente informe, la Empresa se encuentra adelantando una respuesta al auto de suspensión de términos.

b) Retenciones en la fuente practicadas por concepto del ingreso obtenido del beneficio como distribuidor, por rendimientos financieros y otras retenciones a título de renta en la comercialización de bienes durante el año 2013. Incluye además el valor de las autorretenciones aplicadas al ingreso a partir de septiembre de 2013, fecha en la cual la Empresa recibió de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales a través de la resolución N° 007825, autorización para actuar como Autorretenedor en la fuente por renta.

c) Corresponde a las autorretenciones por concepto del Impuesto sobre la Renta para la Equidad (CREE), creado a partir del 1º de enero de 2013, a través de la Ley 1607 de 2012.

d) Anticipo girado al Municipio de Quibdó para cubrir el pago del impuesto de Industria y Comercio del año 2014.

(3) OTROS DEUDORES

Corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Arrendamientos (Uso Posterior)	41.817	44.257
Intereses Anticipo ISA (a)	-	473.182
Proveedores de Bienes y Servicios	19.947	19.926
Otros servicios prestados	-	12.055
Redemarcaciones e Irazeros (b)	72.181	87.792
TOTAL OTROS DEUDORES	\$ 133.945	\$ 637.212

a) En junio de 2013 ISA reintegró a DISPAC, la suma de \$1.416.714, de los recursos disponibles del proyecto de interconexión, los cuales incluyeron los rendimientos financieros generados a la fecha.

b) Reclamación ante la Previsora S.A., por hurto de postea en la localidad de Quibdó, embargos judiciales, y otros.

(4) RECURSOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN

Corresponde a los recursos girados a Compañía de Expertos en Mercados para cubrir las garantías para compra de energía en bolsa y costos asociados por valor de \$1.411.237, al cierre de la vigencia 2012, estos recursos se encuentran registrados dentro del grupo de cuentas de ahorro, y su monto ascendía a \$4.208.772, incluye además los recursos girados por el FAER (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas), para ampliar la cobertura, mejorar la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica en las zonas del Sistema de Interconexión Nacional SIN, ubicados en el mercado de comercialización de DISPAC por \$1.698.411.

NOTA 7. INVENTARIOS

El inventario corresponde a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
INVENTARIOS		
Elementos y Accesorios (1)	2.169.947	2.806.109
Requisitos S/E y L/T Virginia-Cértaqui	1.479.003	1.646.618
Otros Elementos (Equipos) (2)	358.342	358.342
TOTAL INVENTARIOS	\$ 4.007.292	\$ 4.811.069

(1) Corresponde a los materiales adquiridos para la ejecución de los diferentes proyectos definidos dentro del plan de inversión, a los contratos firmados para reposición de infraestructura y de normalización de redes, entre otros.

(2) Equipos desmontados por el proyecto de mejoramiento de subestaciones los cuales se encuentran aún en condiciones operativas.

NOTA 8. DEUDORES DE DIFÍCIL COBRO

DEUDAS DE DIFÍCIL COBRO:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Energía Eléctrica (1)	6.589.234	8.971.498
FOES (2)	255.890	-
Otros Servicios de Energía (3)	84.106	84.106
TOTAL DEUDAS DIFÍCIL COBRO	\$ 6.929.230	\$ 9.055.604

(1) Corresponde a la cartera capital mayor a 360 días. Al cierre de 2013 se registró un castigo por valor de \$3.052.551, de los cuales \$2.566.612, pertenecían al grupo de la cartera no gestionable, y \$485.939 a saldos en reclamación. En 2012 fue aprobado y registrado un castigo de cartera por \$2.885.150.

(2) Corresponde a la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho que instauró la Empresa ante el Ministerio de Minas y Energía, por reclamación en devolución de recursos FOES, que habían sido entregados a usuarios de zonas especiales certificadas por los entes territoriales, y que el Ministerio, consideraba se estaban asignando a usuarios distintos a los entes mencionados, este valor fue provisionado en su totalidad por considerarse no recuperable.

(3) Corresponde el valor de la cartera mayor a 360 días por concepto de arrendamiento de postea.

PROVISIÓN PARA DEUDORES:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Energía Eléctrica (1)	(5.021.531)	(8.133.952)
FOES (2)	(255.889)	(255.889)
Otros Servicios de Energía (3)	(85.278)	(85.278)
TOTAL PROVISIÓN DEUDORES	\$ (5.362.698)	\$ (8.475.119)

DETALLE MOVIMIENTO PROVISIÓN CARTERA	2013	2012
	Saldo inicial provisión cartera	8.475.119
Provisiones sobre la cartera > 360 días	652.397	1.170.336
Recuperación cartera (recudo interés de mora)	(5.508)	(10.248)
Provisión usada para castigo cartera	(3.759.311)	(2.532.191)
Saldo final provisión cartera	5.362.698	8.475.119

(1) Corresponde a:

CLASE SERVICIO	2013		2012	
	CARTERA > 360 DIAS ENERGÍA ELÉCTRICA	PROVISIÓN	CARTERA > 360 DIAS ENERGÍA ELÉCTRICA	PROVISIÓN
Alumbrado Público	1.552.278	776.139	1.309.632	676.232
Comercial	519.988	487.949	545.017	545.017
Industrial	40.322	25.879	79.581	79.581
Oficial	377.240	151.513	1.591.405	1.387.259
Liquidados	(28.773)	(33.045)	1.206.200	1.206.200
Otros	406.013	184.559	385.205	181.059
Provisional	12.380	12.380	46.790	46.790
Residencial 1	3.811.011	3.291.656	5.005.749	5.005.749
Residencial 2	226.620	226.620	312.961	312.961
Residencial 3	49.395	49.395	80.343	80.343
TOTAL	6.589.234	5.021.531	8.971.498	8.133.952

Para el castigo de cartera aprobado para la vigencia 2013, se utilizaron \$3.759.311 del valor provisionado a la fecha, de los cuales \$3.052.551 corresponden a capital mayor a 360 días, \$136.651 al interés de mora, y \$570.109 de capital menor a 360 días. Para 2012, el castigo de capital mayor a 360 días ascendió a la suma de \$2.532.191.

2) Corresponde a la provisión de los subsidios FGES aplicados durante la vigencia 2008, reintegrados al Ministerio de Minas y Energía, los cuales fueron registrados en su momento como derechos a favor de DISPAC.

3) Corresponde a la provisión de la cartera mayor a 360 días por concepto de arrendamiento de uso de Pasto.

NOTA 9. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO - NETO

Las propiedades, planta y equipo corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO BIENES NO DEPRECIABLES		
Terrenos (1)	535.494	535.494
BIENES DEPRECIABLES		
Construcciones en Curso (2)	23.949.691	13.602.476
Subestaciones (3)	33.122.585	32.949.735
Redes de Distribución (4)	76.005.452	70.818.874
Líneas y Cables de Transmisión (4)	34.575.703	34.574.058
Maquinaria y Equipo (5)	83.682	83.682
Equipo de Oficina (6)	62.731	53.732
Muebles y Enseres (6)	9.647	9.647
Equipo de Computación y Comunicación (7)	636.975	563.740
Equipo de Transporte (8)	216.034	216.034
Total Bienes Depreciables	168.662.500	152.871.978
TOTAL BIENES DEPRECIABLES Y NO DEPRECIABLES	\$169.197.994	\$153.407.472
Menos: Depreciación Acumulada (8)	(107.042.299)	(103.886.498)
Menos: Provisión para Protección P.P y E (9)	(396.822)	(396.822)
TOTAL PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO NETO	\$ 61.758.873	\$ 49.124.152

(1) TERRENOS

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Subestación Huapongo (a)	201.180	201.180
Subestación Istmina (b)	19.984	19.984
Subestación La Virginia (c)	50.141	50.141
Subestación Cértegui (d)	178.189	178.189
Subestación El Siete (e)	86.000	86.000
TOTAL TERRENOS	\$ 535.494	\$ 535.494

(a) Terreno de la S/E Huapongo ubicado en la ciudad de Quibdó, legalizado mediante Escritura No. 1.61.60 otorgada por la Notaría 29 del Circuito de Bogotá el 29 de diciembre de 2005 en dación en pago del IPSE a DISPAC.

(b) Terreno de la S/E Istmina, registrado según Escritura Pública No. 568 del 30 de diciembre de 2005 expedida en la Notaría Única del Circuito de Istmina (Chocó).

(c) Terreno de la S/E La Virginia, ubicada en el Departamento de Risaralda, registrada según Escritura No. 1321 de la Notaría Única de Sabanaeta.

(d) Terreno de la S/E Cértegui, registrado según escritura No. 277 del 2 de

septiembre de 2012, de la Notaría Única del Circuito de Toda.

(e) Terreno de la S/E El Siete, registrado según escrituras No. 722 de mayo 10 de 2013 por Miner S.A. Matrícula Inmobiliaria No. 180-7823, Cédula Catastral 27245000100030536000 por valor de \$70.000, y No. 773 de mayo 10 de 2013 por Organización Campesino y Ceclucolor del Carmen de Arato, Matrícula Inmobiliaria No. 180-22676, Cédula Catastral 000100030535000 por valor de \$16.000.

(2) CONSTRUCCIONES EN CURSO

Se registran los saldos de las obras en ejecución de acuerdo con los programas de inversión.

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Contrato Interconexión	8.529.375	9.220.513
Contratos de Redes, Líneas y Cables (a)	15.420.316	4.381.963
TOTAL CONSTRUCCIONES EN CURSO	\$ 23.949.691	\$ 13.602.476

(a) Corresponde al suministro de materiales y mano de obra para el desarrollo de los contratos en ejecución de acuerdo con el plan de inversión de la Empresa, y que a la fecha de cierre de la vigencia no se encontraban liquidadas.

(3) SUBESTACIONES

Este rubro corresponde al registro de las siguientes subestaciones:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Subestación Huapongo	10.910.105	10.854.884
Subestación Cértegui	9.694.922	9.629.304
Subestación Istmina	3.745.131	3.693.120
Subestación La Virginia	7.042.427	7.042.427
Subestación El Siete	1.730.000	1.730.000
Subtotal	33.122.585	32.949.735
Menos: Depreciación Acumulada	(26.702.536)	(25.940.002)
TOTAL SUBESTACIONES	\$ 6.420.049	\$ 7.009.733

(4) REDES, LÍNEAS Y CABLES

Las redes, líneas y cables corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Redes y Circuitos	57.852.446	55.203.047
Instalaciones Domiciliarias	18.153.006	15.615.827
Subtotal	76.005.452	70.818.874
Menos: Depreciación Acumulada	(46.081.843)	(44.281.746)
TOTAL REDES DE DISTRIBUCIÓN	\$ 29.923.609	\$ 26.537.128

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
L/T Cértegui - Istmina Tensión IV	161.828	161.828
L/T Quibdó - Cértegui Tensión IV	906.935	906.935
L/T Bolombelo - Quibdó Tensión IV	13.169.307	13.167.663
L/T La Virginia - Cértegui Tensión IV	20.337.633	20.337.632
Subtotal	34.575.703	34.574.058
Menos: Depreciación Acumulada	(33.701.155)	(33.270.033)
TOTAL LÍNEAS Y CABLES	\$ 874.548	\$ 1.304.025

En el año 2013 se activaron proyectos de inversión relacionados con la remodelación de redes de distribución y líneas primarias a 13,2 kV e instalación de medidores por valor de \$5.361.073. Para 2012 el valor de activaciones fue por \$4.476.966.

(5) MAQUINARIA Y EQUIPO

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Equipo de Calibración Pontilí, TTR y Otros	83.682	83.682
Menos: Depreciación Acumulada	(54.646)	(49.204)
TOTAL MAQUINARIA Y EQUIPO	\$ 29.036	\$ 34.478

(6) MUEBLES, ENSERES Y EQUIPOS DE OFICINA

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Muebles y Enseres - Oficina Gerencia	62.731	53.732
Equipos de Oficina	9.647	9.647
Subtotal	72.378	63.379
Menos: Depreciación Acumulada	(46.090)	(34.967)
TOTAL MUEBLES, ENSERES Y EQUIPOS DE OFICINA	\$ 26.288	\$ 28.412

(7) EQUIPOS DE COMPUTACIÓN Y COMUNICACIÓN

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Equipos de Comunicación	261.738	211.273
Equipos de Computación	375.237	352.467
Subtotal	636.975	563.740
Menos: Depreciación Acumulada	(321.572)	(213.650)
TOTAL EQUIPOS DE COMPUTACIÓN Y COMUNICACIÓN	\$ 315.403	\$ 350.090

(8) EQUIPO DE TRANSPORTE

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Oficina Móvil	129.054	129.054
Vehículos - Gerencia	86.980	86.980
Subtotal	216.034	216.034
Menos: Depreciación Acumulada	(134.457)	(96.896)
TOTAL EQUIPOS DE TRANSPORTE	\$ 81.577	\$ 119.138

(8) DEPRECIACIÓN ACUMULADA

La depreciación de las Propiedades, Planta y Equipo, se realizó a través del método de línea recta para la maquinaria y equipo, muebles y enseres y equipos de comunicación y computación, activos adquiridos a partir del 1º de enero de 2010, y para los que habían sido utilizados como deducción de activos fijos reales productivos durante los años 2008, 2010 y 2012. Los demás activos se deprecian por el método de reducción de saldos, los métodos utilizados están reglamentados en el artículo 134 del Estatuto Tributario.

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Subestaciones	(26.702.536)	(25.940.002)
Redes de Distribución	(46.081.843)	(44.281.746)
Líneas y Cables de Transmisión	(33.701.155)	(33.270.033)
Maquinaria y Equipo	(54.646)	(49.204)
Muebles, Enseres y Equipos de Oficina	(46.090)	(34.967)
Equipos de Comunicación y Computación	(321.572)	(213.650)
Equipos de Transporte	(134.457)	(96.896)
TOTAL DEPRECIACIÓN ACUMULADA	\$ (107.042.299)	\$ (103.886.498)

El valor por depreciación registrada como en el costo y gasto en el 2013 y 2012 fue por \$3.155.801 y \$4.629.288.

(9) PROVISIÓN PARA PROTECCIÓN PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

Corresponde al deterioro individual que presentaron algunos elementos de redes de tensión I y II por valor de \$396.822 en el avalúo realizado durante la vigencia 2011, ya la desvalorización presentada en instalaciones domiciliarias como resultado del avalúo realizado de acuerdo con el establecido en la Resolución CREG 097 del año 2008.

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Provisión para Protección P.P y E	\$ (396.822)	\$ (396.822)

NOTA 10.

OTROS ACTIVOS

La cuenta de otros activos corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
GASTOS PAGADOS X ANTICIPADO		
Seguros (1)	444.577	215.465
Arrendamientos	139.754	141.825
TOTAL GASTOS PAGADOS X ANTICIPADO	\$ 584.331	\$ 357.290

(1) Corresponde a los Pólizas:

- a) Responsabilidad civil
- b) Póliza contra incendio
- c) Daños materiales (Terrorismo-Lucro cesante)
- d) Póliza colectiva de automóviles
- e) Póliza manejo global comercial
- f) Infidelidad y riesgos financieros
- g) Transporte de valores

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
CARGOS DIFERIDOS		
Cuota Impuesto al Patrimonio 2014 (Corriente)	1.469.606	1.469.606
Cuota Impuesto al Patrimonio (No Corriente)	-	1.469.607
TOTAL CARGOS DIFERIDOS	\$ 1.469.606	\$ 2.939.213

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
DERECHOS EN FIDEICOMISOS		
Fideicomiso Mercantil (1)	5.890.746	13.930.664
CDI - Banco Agrario - FBN (2)	2.295.837	-
TOTAL CARGOS DIFERIDOS	\$ 8.186.583	\$ 13.930.664

(1) En 2013, corresponde a los valores administrativos por la Fiduciaria Bancolombia, según contrato N° 5287, de Fiducia Mercantil Irrevocable de Administración y Pagos. Para el año 2012, estos recursos eran administrados por la Financiera de Desarrollo Nacional.

(2) Corresponde al CDT constituido con los recursos en fideicomiso en la Financiera de Desarrollo Nacional - FDN - en el Banco Agrario.

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
INTANGIBLES		
Servicios líneas fijas La Virginia-Cartagui y Otros (1)	1.404.022	1.179.704
Software (1)	690.524	690.524
Licencias (1)	754.134	723.277
Software Gerencia (1)	285.269	285.269
Subtotal	2.633.949	2.378.774
Menos: Amortización	(995.125)	(811.239)
TOTAL INTANGIBLES	\$ 1.638.824	\$ 1.567.535

Corresponde al Sistema Geográfico Especializado para el análisis y optimización del sistema eléctrico de distribución, a los equipos para el montaje del servidor de información y comunicación para la Gerencia, a las licencias adquiridas para el sistema de la base de datos de Oracle, el valor de las servidumbres acorde al acta de liquidación del Contrato ISA 4000565 - DISPAC 05, y a la imposición de otras servidumbres en el Departamento del Chocó.

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
VALORIZACIONES		
Plantas, Ductos y Túneles (1)	20.596.509	20.596.509
Redes, Líneas y Cables (1)	45.130.462	45.130.462
TOTAL VALORIZACIONES	\$ 65.726.971	\$ 65.726.971

(1) Valorización de activos como consecuencia de su mayor valor respecto al valor histórico en libros según el avalúo realizado por la firma sistemas 2000 consultores Ltda., durante la vigencia 2011.

NOTA 11. CUENTAS POR PAGAR A CORTO PLAZO

Las cuentas por pagar corresponden a las obligaciones que se adquieren con terceros, relacionadas con las operaciones que lleva a cabo DISPAC en desarrollo de sus funciones.

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
CUENTAS X PAGAR A CORTO PLAZO		
Cuentas X Pagar por Bienes y Servicios (1)	324.653	1.294.795
Acreedores (2)	133	247.718
Subsidios Asignados (3)	55.211	47.837
Retención en la Fuente (4)	461.188	190.810
Impuestos, Contribuciones y Tasas (5)	1.523.871	1.520.771
Impuesto al Valor Agregado (IVA)	11.771	22.888
Depósitos Recibidos de Terceros (6)	174.406	36.414
Subtotal	2.551.233	3.361.233
Recursos Recibidos en Administración (7)	1.657.201	6.702.552
TOTAL CUENTAS X PAGAR	\$ 4.208.434	\$ 10.063.785

(1) CUENTAS POR PAGAR BIENES Y SERVICIOS

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
Proveedores de Producción	187.721	165.592
Proveedores de Inversión	2.850	1.048.741
Proveedores de Operación Comercial	133.830	67.756
Proveedores Otros Costos y Gastos	252	12.706
TOTAL CUENTAS X PAGAR BIENES Y SERVICIOS	\$ 324.653	\$ 1.294.795

(2) ACREEDORES

Representa el valor de las obligaciones adquiridas por DISPAC por concepto de servicios públicos y otros servicios adquiridos.

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
Servicios Públicos, Seguros, Honorarios	133	9.909
Otros Acreedores	-	237.809
TOTAL ACREEDORES	\$ 133	\$ 247.718

(3) SUBSIDIOS ASIGNADOS

Representa los dineros consignados por el Fondo de Energía Social según resolución 91120 del 18 de diciembre de 2013, los cuales serán aplicados en enero de 2014, y los saldos pendientes por reintegrar al Ministerio de Minas y Energía, según validación del tercer trimestre de 2013. Para 2012 representaba los dineros consignados por el Fondo de Energía Social según Resolución 91839 del 30 de noviembre de 2012, los cuales fueron aplicados en enero de 2013.

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
Fondo de Energía Social (FOES)	\$ 55.211	\$ 47.837

(4) RETENCIÓN EN LA FUENTE

Corresponde a las retenciones en la fuente y de Industria y Comercio, practicadas por DISPAC, y la Fiduciaria Bancolombia.

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
Retención en la Fuente por Renta	428.155	102.306
IVA	25.351	84.427
Impuesto de Industria y Comercio	7.682	4.082
TOTAL RETENCIONES EN LA FUENTE	\$ 461.188	\$ 190.810

(5) IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS

Corresponde a la cuota del impuesto al patrimonio que deberá cancelarse a la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales durante la vigencia 2014 por valor de \$1.469.606, y a la última cuota del impuesto de Industria y Comercio del Municipio de Quibdó por valor de \$54.265 para el año 2013 y \$511.665 para el año 2012.

(6) DEPÓSITOS RECIBIDOS DE TERCEROS

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
Retención por Garantías a Contratistas	174.406	-
Consignaciones por Identificar	-	36.414
TOTAL DEPÓSITOS RECIBIDOS DE TERCEROS	\$ 174.406	\$ 36.414

(7) RECURSOS RECIBIDOS EN ADMINISTRACIÓN

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
Proyectos Gerencia - FAER	1.474.733	5.532.498
Proyectos Gerencia - FVR	86.891	1.169.854
Proyecto Quibdó - Aireto	95.577	-
TOTAL RECURSOS RECIBIDOS EN ADMINISTRACIÓN	\$ 1.657.201	\$ 6.702.552

NOTA 12. OBLIGACIONES LABORALES

Las obligaciones laborales corresponden a:

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
Vacaciones por Pagar	21.506	14.833
Cesantías por Pagar	5.361	4.347
Intereses sobre las Cesantías por Pagar	643	467
Salarios por Pagar	-	1.445
TOTAL OBLIGACIONES LABORALES	\$ 27.510	\$ 21.092

(1) Corresponde al valor de las obligaciones laborales por concepto de cesantías, intereses a las cesantías y vacaciones del personal vinculado a la Gerencia de DISPAC.

NOTA 13. PASIVOS ESTIMADOS

Los pasivos estimados corresponden a:

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
PASIVOS ESTIMADOS		
Provisión Obligaciones Fiscales (1)	1.077.909	517.606
Provisión para Contingencias (2)	1.150.194	1.041.040
Otros Pasivos Diversos (3)	2.456.800	4.500.348
TOTAL PASIVOS ESTIMADOS	\$ 4.684.903	\$ 6.058.994

(1) PROVISIÓN OBLIGACIONES FISCALES

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
Impuesto Sobre la Renta por la Equidad - CREE (a)	597.945	-
Industria y Comercio (Chocó)	448.236	494.591
Industria y Comercio (Bogota)	403	367
Predial Unificado	31.325	22.648
TOTAL PROVISIÓN OBLIGACIONES FISCALES	\$ 1.077.909	\$ 517.606

(a) Las disposiciones fiscales aplicables a la Compañía estipulan que la tarifa aplicable al impuesto sobre la renta por el año 2013 es del 25%, para el año 2012 la tarifa fue de 33%. La reducción en la tarifa del impuesto sobre la renta para el año 2013 fue dispuesto por la Ley 1607 de diciembre de 2012, en la misma Ley se crea el impuesto sobre la renta para la equidad - CREE con una tarifa del 9%, el cual entró en vigencia a partir del 1° de enero de 2013.

DETALLE		
	2013	2012
Unidad antes de Impuestos	4.303.243	597.800
Más Gastos No Deducibles	-	-
Impuesto al Patrimonio	1.469.606	1.469.606
Provisión de Deudores	652.396	1.170.336
Impuesto Predial y de Industria y Comercio	398.040	90.767
Cesantías al Movimiento Financiero	294.793	299.978
Provisión para Contingencias - Demandas	109.154	64.326
Otros Gastos Extraordinarios	12.821	34.845
Impuesto sobre Valorizados Alternativos	1.670	326
Intereses Adquisición Bienes y Servicios	50	-
Ajustes de Ejercicios Anteriores (Ingresos)	-	2.261
Intereses Adquisición Bienes y Servicios	-	1.268
Subtotal	2.938.531	3.133.713
Menos Ingresos No Agravables	-	-
Recuperación de Provisión por Litigios	-	317.630
Renta Liquidada del Ejercicio	7.241.774	3.413.883
Compensación Perdidas Fiscales	(7.241.774)	(3.413.883)
Renta Liquidada Gravable Impuesto de Renta	-	-
Provisión Retiro para Impuesto Sobre la Renta Ordinaria	-	-
Renta Liquidada Gravable Impuesto Sobre la Renta para la Equidad	6.643.830	-
Provisión para Impuesto Sobre la Renta para la Equidad	597.945	-

(2) PROVISIONES PARA CONTINGENCIAS

Corresponde a provisiones para cubrir probables hechos que puedan afectar la estructura financiera de la Empresa, como resultado de algunas demandas de responsabilidad civil extracontractual y procesos contenciosos administrativos en contra de DISPAC. Los criterios utilizados para el cálculo de la provisión dependen del estudio de riesgo que realiza la Empresa, en la cual se decide provisionar las contingencias judiciales de más alta posibilidad de condena.

De acuerdo con el tipo de proceso estos se clasifican de la siguiente manera:
VER GRÁFICA No. 01 AL FINAL DE ESTA PAGINA

(3) OTRAS PROVISIONES DIVERSAS

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
OTRAS PROVISIONES DIVERSAS		
Proveedores Costos de Producción	1.426.200	1.318.069
Operación Comercial	748.617	2.900.296
Proveedores de Inversión	281.983	281.983
TOTAL OTRAS PROVISIONES DIVERSAS	\$ 2.456.800	\$ 4.500.348

(Continúa siguiente página)

GRÁFICA No. 01

TIPO DE ACCIÓN	2013			2012				
	RIESGO DEMANDA	CANTIDAD	CUANTÍA DEMANDAS	VALOR PROVISIÓN	RIESGO DEMANDA	CANTIDAD	CUANTÍA DEMANDAS	VALOR PROVISIÓN
Reparación Directa	Alto - Medio - Bajo	12	6.340.634	240.000	Alto - Medio - Bajo	6	7.488.338	400.000
Resp. Civil Extracontractual	Alto - Medio - Bajo	17	4.828.528	683.436	Alto - Medio - Bajo	15	11.573.541	524.282
Acción de Grupo	Medio	2	1.585.823	-	Medio	2	1.585.823	-
Demanda de Servidumbre	Medio	3	619.963	41.478	Medio	2	419.963	71.478
Ordinario Reivindicatorio	Medio	2	530.000	5.280	Medio	2	530.000	5.280
Acción Popular	-	-	-	-	Alto - Medio - Bajo	18	126.000	-
Ordinario Laboral	Medio	1	250.000	180.000	Medio - Bajo	2	14.525	-
Ordinario Contractual	Medio	1	98.478	-	Bajo	1	24.278	-
Acción Ordinaria Civil	Bajo	2	15.468	-	Bajo	3	35.368	40.000
TOTALES		40	14.268.894	1.150.194		51	21.797.836	1.041.040

NOTA 14.
RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS

Los recaudos a favor de terceros corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS		
Convenios Alumbrado Público (1)	155.561	196.271
Acasillados por Remanente (2)	162.553	92.244
TOTAL RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS	\$ 318.114	\$ 288.515

(1) Corresponde al recaudo del mes de diciembre de la tasa de alumbrado público del Municipio de Quibdó y de Istmina.

(2) Saldos a favor de los usuarios por mayor valor en el pago de la factura de servicios públicos.

NOTA 15.
CUENTAS POR PAGAR A LARGO PLAZO

Las cuentas por pagar a largo plazo corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
CUENTAS X PAGAR A LARGO PLAZO		
Impuesto al Patrimonio (a)	-	1.469.607
TOTAL CUENTAS X PAGAR A LARGO PLAZO	\$ -	\$ 1.469.607

(a) Durante el 2014 se paga la última cuota del impuesto al patrimonio calculado el 1º de enero de 2011, de acuerdo a lo definido en la Ley 1370 de 2009.

NOTA 16.
PATRIMONIO

Se encuentra conformado de la siguiente manera:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
PATRIMONIO INSTITUCIONAL		
Capital Suscrito y Pagado (1)	131.344.200	131.344.200
Reservas de la Ley (2)	754.881	695.101
Resultado de Ejercicios Anteriores (3)	(46.621.079)	(47.159.100)

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Resultado del Presente Ejercicio (4)	3.705.298	597.800
Superávit por Valorización (5)	65.726.971	65.726.971
Provisión Propiedades, Planta y Equipo	(396.822)	(396.822)
TOTAL PATRIMONIO	\$154.513.449	\$150.808.150

(1) CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO		
Capital Autorizado	131.432.400	131.432.400
Capital por Suscribir	(88.200)	(88.200)
TOTAL CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO	\$131.344.200	\$131.344.200

Cuadro resumen del Capital suscrito y pagado con corte al 31 de diciembre de 2013:

VER GRÁFICA No. 02 AL FINAL DE ESTA PÁGINA

(2) RESERVA DE LEY

Corresponde a la reserva legal del 10%, constituida sobre la utilidad del ejercicio de los años 2008, 2009, 2011 y 2012.

(3) RESULTADO DE EJERCICIOS ANTERIORES

Las pérdidas acumuladas corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Pérdida del Año 2007	(4.344.967)	(4.344.967)
Pérdida del Año 2003	(638.069)	(638.069)
Utilidad del Año 2004	23.757	23.757
Pérdida del Año 2005	(4.241.218)	(4.241.218)
Pérdida del Año 2006	(806.249)	(806.249)
Pérdida del Año 2007	(1.323.309)	(1.323.309)
Utilidad del Año 2008	183.320	183.320
Utilidad del Año 2009	5.665.938	5.665.938
Pérdida del Año 2010	(42.084.954)	(42.084.954)
Utilidad del Año 2011	406.651	406.651
Utilidad del Año 2012	538.021	0
TOTAL PÉRDIDA EJERCICIOS ANTERIORES	\$(46.621.079)	\$(47.159.100)

(Continúa siguiente página)

GRÁFICA No. 02

ACCIONISTA	CAPITAL AUTORIZADO		CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO		CAPITAL POR SUSCRIBIR		%
	No. ACCIONES	VALOR	No. ACCIONES	VALOR	No. ACCIONES	VALOR	
Ministerio de Minas y Energía	986.320	98.632.000	985.438	98.543.800	882	88.200	75,0271
Ministerio de Hacienda y Crédito Público	328.000	32.800.000	328.000	32.800.000	-	-	24,9725
Electricidad del Huila S.A. E.S.P.	1	100	1	100	-	-	0,0001
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	1	100	1	100	-	-	0,0001
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	1	100	1	100	-	-	0,0001
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	1	100	1	100	-	-	0,0001
TOTALES	1.314.324	131.432.400	1.313.442	131.344.200	882	88.200	100%

Valor nominal: \$100 mil pesos.

(4) RESULTADO DEL EJERCICIO

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Utilidad del Ejercicio	3.705.298	597.800
TOTAL UTILIDAD DEL PRESENTE EJERCICIO	\$ 3.705.298	\$ 597.800

(5) SUPERÁVIT POR VALORIZACIÓN

Corresponde al mayor valor de los activos eléctricos, establecido en el resultado del avalúo realizado durante el año 2011, por la firma Sistemas 2000.

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Redes, Líneas y Cables	45.130.462	45.130.462
Plantas, Ductos y Túneles	20.596.509	20.596.509
TOTAL SUPERÁVIT POR VALORIZACIÓN	\$ 65.726.971	\$ 65.726.971

NOTA 17.**CUENTAS DE ORDEN**

Las cuentas de orden corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS		
Deudoras Fiscales-Connexión Monetaria (1)	13.201.011	13.201.011
Litigios y Demandas (2)	1.824.561	822.878
Baja de Activos por Sinistros (3)	744.666	744.666
Materiales Desmantelados Ejecución Contratos	5.722.434	5.722.434
Intereses Cartera (4)	3.202.783	3.805.675
Recuperación Cartera Castigada	6.393	-
Activos Depreciados, Agotados o Amortizados (5)	15.639.693	15.639.693
Recursos de Inversión Utilizados en Operación Cartera Castigada (6)	3.212	3.212
TOTAL CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS	\$ 48.142.983	\$ 39.939.569

(1) Las deudoras fiscales reflejan el efecto neto de la exposición a la inflación de los activos y patrimonio.

(2) En los derechos contingentes por demandas se registran las pretensiones de la Empresa en calidad de actor o demandante en procesos ejecutivos.

(3) En los activos dados de baja se registra el valor de los equipos y/o elementos que quedaron inservibles a raíz de los siniestros ocurridos en las subestaciones de Istmina y Centequí.

(4) Corresponde a los intereses de mora generados sobre la cartera de los usuarios. En el proceso de castigo de cartera, se depuraron intereses por valor de \$1.290.419, de los cuales \$136.651 se encontraban en la cartera contable mayor a 360 días.

(5) Corresponde principalmente a la línea Bolombolo - Quibdó por valor de \$12.539.088 y a otros activos eléctricos adquiridos a Electrochocho y el Ipse al inicio de operaciones, los cuales se depreciaron totalmente durante la vigencia 2011.

(6) Corresponde al saldo acumulado de la cartera castigada durante los años 2012 y 2013, por valor de \$2.885.150 y \$4.913.060 respectivamente.

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS		
Gastos No Deducibles en Renta (Fiscales) (1)	49.751.001	46.934.919
Responsabilidades Contingentes (2)	14.268.895	21.797.836
TOTAL CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS	\$ 64.019.896	\$ 68.732.755

(1) Corresponde a los gastos que por su naturaleza y que de acuerdo con las normas tributarias vigentes no pueden ser deducibles para la liquidación del impuesto de renta y complementarios.

(2) Las responsabilidades contingentes representan actos procesales por medio de demandas de terceros contra la Empresa, corresponden a procesos de responsabilidad civil extracontractual, procesos contentidos administrativos y acciones de cumplimiento, populares y de grupo.

NOTA 18.
INGRESOS

Los ingresos corresponden a la venta por consumo de energía, a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional, conexión a los activos del Sistema de Transmisión Nacional, acciones de corte y reconexión, venta de bienes, alquiler de posterioridad y otros servicios asociados con la comercialización y distribución de energía.

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
INGRESOS OPERACIONALES		
Ventas de Servicios (1)	66.836.540	66.298.408
Venta de Bienes	34.142	39.418
TOTAL INGRESOS OPERACIONALES	\$ 66.870.682	\$ 66.337.826

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
(1) VENTA DE SERVICIOS		
Consumo de Energía (a)	52.432.199	51.124.721
Remuneración Activos del STR	12.002.058	13.246.286
Otros Servicios de Energía (b)	1.806.054	1.573.169
Remuneración Activos del SIN	346.884	293.398
Sistema de Distribución Local SDL	249.345	173.364
Menos: Rebajos y Descuentos	-	(114.530)
TOTAL VENTA DE SERVICIOS DE ENERGÍA	\$ 66.836.540	\$ 66.298.408

(a) Facturación de usuarios que al 31 de diciembre es como se detalla a continuación:

CLASE SERVICIO	2013	2012
Residencial	23.710.530	21.012.211
Comercial	9.262.633	10.679.226
Industrial	235.316	385.614
Oficial	4.332.529	4.417.939
Alumbrado Público	1.307.412	1.152.829
Provisional	310.043	262.255
Subtotal	39.158.463	37.910.074

(Continúa siguiente página)

CLASE SERVICIO	2013	2012
Energía Reactiva	-	8.775
Bancos de Descuentos	(187.325)	(216.569)
Total Usuarios	38.971.138	37.702.280
Subsidios (*)	13.461.061	13.424.441
TOTAL VENTA ENERGÍA	\$ 52.432.199	\$ 51.126.721

(b) Corresponde a la facturación de otros conceptos asociados a la prestación del servicio de energía.

OTROS CONCEPTOS FACTURADOS	2013	2012
Recuperación de Energía	779.819	603.056
Servicio Alumbrado Público	436.943	361.206
Acciones de Corte y Reconexión	298.632	361.485
Energía Prepagada	95.853	137.903
Venta de Energía en Bolsa	67.314	-
Otros Servicios de Energía	65.773	49.048
Reintegro de Fraudes de Energía	59.720	46.926
Reposición Equipos y/o Materiales	-	13.545
Total otros Conceptos Facturados	\$ 1.806.054	\$ 1.573.169

NOTA 19.
COSTOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS

Los costos de prestación de servicios representan el valor de los costos incurridos por la Empresa en la prestación del servicio de energía y corresponden a:

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
COSTOS DE VENTAS DE BS Y SERVICIOS		
Energía y Costos Asociados (1)	34.837.403	33.720.459
Remuneración Gestor	13.606.870	11.267.438
Otros Costos de Ventas (3)	1.892.249	3.023.173
SUBTOTAL COSTOS DE VENTAS DE BS Y SERVICIOS	\$ 50.336.522	\$ 48.011.070

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
(1) ENERGÍA Y COSTOS ASOCIADOS		
Energía	27.513.954	26.502.535
Sistema Transmisión Nacional	3.963.992	3.936.178
Sistema Transmisión Regional	3.204.276	3.143.111
Sistema de Intercambios Comerciales y CND	104.929	94.896
Liquidador y Administrador de Cuentas del STR-IAC	50.252	43.739
TOTAL ENERGÍA Y COSTOS ASOCIADOS	\$34.837.403	\$33.720.459

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
(3) OTROS COSTOS DE VENTAS		
Mantenimiento Líneas, Redes y Ductos	1.350.243	1.943.318
Seguros	157.485	207.306
Costo por Conexión - STN	128.408	130.155
Duración Efectiva del Servicio	108.935	295.853
Arendamiento Construcciones y Edificaciones	79.307	45.370
Bienes Comercializados	27.578	33.802
Telecomunicaciones	15.526	-
Servicio de Telecomunicaciones/Medición Remota	13.167	17.786
Asesoría Técnica	11.600	349.633
TOTAL OTROS COSTOS DE VENTAS	\$ 1.892.249	\$ 3.023.173

NOTA 20.
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Los gastos de administración corresponden a:

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN		
Honorarios (1)	4.717.735	3.605.109
Gastos Generales (2)	1.111.958	1.078.483
Salarios y Demás Pagos Laborales	705.585	615.462
Otros Gastos (3)	123.683	354.078
SUBTOTAL	\$ 6.658.961	\$ 5.653.132

(1) Corresponde a los honorarios pagados por los siguientes conceptos:

CONCEPTO	2013	2012
Asesoría Técnica	2.036.728	1.990.458
Interventoría	1.896.488	1.057.186
Asesoría Jurídica	326.922	86.826
Asesoría Financiera	237.892	287.012
Junta Directiva	91.962	67.052
Revisoría Fiscal	88.619	78.591
Auditoría de Gestión	39.124	37.984
TOTAL HONORARIOS	\$ 4.717.735	\$ 3.605.109

(2) Corresponde a:

CONCEPTO	2013	2012
Arendamientos	327.748	296.358
Publicidad y Propaganda	314.768	235.350
Viáticos y Gastos de Viajes	220.434	222.059
Comunicaciones y Transportes	54.782	32.226
Servicios de Aseo, Cafetería, Restaurante	45.871	40.836
Materiales y Suministros	33.322	63.742
Impresos, Publicaciones, Suscripciones y Afiliaciones	27.665	17.844
Promoción y Divulgación	26.417	40.676
Seminarios y Congresos, Gastos Notariales y Otros	26.229	25.054
Combustibles y Lubricantes	10.620	3.019
Servicios Públicos	15.384	21.234
Mantenimiento de Equipos y Adecuación Oficina Gerencia	8.149	69.105
Fotocopias	536	4.850
Elementos de Aseo, Lavandería y Cafetería	33	6.130
TOTAL GASTOS GENERALES	\$ 1.111.958	\$ 1.078.483

(3) Corresponde a:

CONCEPTO	2013	2012
Seguros Generales	98.586	326.925
Certificación de Calidad	13.705	17.632
Otros Servicios	9.011	7.579
Gastos Legales	2.381	1.942
TOTAL OTROS GASTOS	\$ 123.683	\$ 354.078

(Continúa siguiente página)

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS		
Gobierno al Movimiento Financiero	395.072	399.970
Contribución SSPD	157.189	171.604
Cuota de Fiscalización y Auditoría - CGR	153.778	134.417
Otros Impuestos y Contribuciones	105.729	102.888
Contribución CREG	48.956	55.440
Industria y Comercio	13.399	15.891
Total Impuestos, Contribuciones y Tasas	\$ 874.123	\$ 880.210
PROVISIONES		
Provisión para Deudores	652.396	1.170.335
Provisión Industria y Comercio	453.592	430.434
Provisión para Contingencias	109.154	64.326
TOTAL PROVISIONES	\$ 1.215.142	\$ 1.665.095

NOTA 21.
INGRESOS Y GASTOS NO OPERACIONALES

Los ingresos y gastos no operacionales corresponden a:

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
INGRESOS FINANCIEROS		
Intereses sobre Depósitos en Bancos	161.829	468.252
Intereses sobre Depósitos en Administración	226.735	159.269
Intereses por Mora	159.464	100.246
Rendimiento Anticipo ISA	71.473	229.192
Intereses por Anticipos Entregados a Contratistas	184	3
Intereses por Financiación Usuarios	91	-
Descuentos por Pago Anticipado Garantías	-	22.509
Título de Tesorería - TES	-	22.111
TOTAL INGRESOS FINANCIEROS	\$ 619.776	\$ 1.001.582
OTROS INGRESOS		
Ingresos Extraordinarios (1)	847.655	477.255
TOTAL OTROS INGRESOS	\$ 847.655	\$ 477.255

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
(1) INGRESOS EXTRAORDINARIOS		
Arendamientos - Uso de Pastería (a)	810.663	28.734
Recuperaciones y Aprovechamientos	33.049	415.534
Incumplimientos en Liquidación de Contratos	1.895	31.989
Otros Ingresos Extraordinarios	1.054	998
Costos y Procesos-Tribunal Arbitramento	994	-
TOTAL INGRESOS EXTRAORDINARIOS	\$ 847.655	\$ 477.255

(a) En 2013, incluye \$792.765, correspondientes al pago de uso de pastería por el período comprendido entre el 1º de septiembre de 2006 y el 28 de febrero de 2013, según acuerdo de transacción firmado entre DISPAC y Colombiata de Telecomunicaciones.

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
GASTOS FINANCIEROS		
Comisiones y Gastos Bancarios	59.473	38.462
TOTAL GASTOS FINANCIEROS	\$ 59.473	\$ 38.462

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
OTROS GASTOS		
Ajuste de Ejercicios Anteriores (1)	-	4.627.109
Otros Gastos Extraordinarios (2)	81.356	79.998
Pérdida en Venta de Activos Fijos	-	14.339
TOTAL OTROS GASTOS	\$ 81.356	\$ 4.721.446

(1) Para la vigencia 2012 se registró la liquidación final del Contrato de Gestión ejecutado entre el 29 de julio de 2002 y el 31 de marzo del año 2012, por el Consorcio Intersaño S.A. E.S.P. - Consultores Unidos S.A. - Eléctricas de Medellín S.A., por valor de \$4.627.064, y otros ajustes menores por \$45.

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012
(2) GASTOS EXTRAORDINARIOS		
Conciliaciones con Terceros	68.535	45.154
Otros Gastos Extraordinarios	12.821	34.844
TOTAL GASTOS EXTRAORDINARIOS	\$ 81.356	\$ 79.998

CP 20

ADRIANA PATRICIA MÚNERA DUQUE
Contador - I.P. 113254 - T
Febrero 07 de 2013



NOTAS

Esta edición fue impresa por **SIGRAPH DIGITAL**
en la ciudad de Villavicencio - Meta en el mes de febrero de 2014

Dirección
Víctor Hernando Rivera Díaz
Gerente General DISPAC S.A.

Edición
Héctor Manuel Sánchez Millán
Nubia Angarita Gómez

Coordinación Editorial y Corrección de Estilo
Edgar Francisco Latorre Rodríguez
Manuel Morales

Interventoría
Mónica Patricia Cardona Salazar
IMAGEN Y COMUNICACIÓN EMPRESARIAL
Teléfono (8) 664 47 38
Villavicencio - Meta

Diseño, Diagramación e Impresión
SIGRAPH DIGITAL
Teléfono: (8) 662 24 11
Villavicencio - Meta

Fotografía
DISPAC S.A.



Informe de
Gestión
2013

