

dispac[®]
La energía del Chocó

Informe de
Gestión | 2014

dispac[®]

La energía del Chocó

Informe de
Gestión | 2014



SC-0139
NTC-ISO 9001:2008



SS-0041
NTC-OHSAS 18001:2007



SA-0050
NTC-ISO 14001:2004



GP-0001
NTCGP-1000:2009



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 DE COMERCIALIZACIÓN	18
5.1	MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN DE DISPAC S.A. E.S.P.	18
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	30
5.7	RECAUDO	33
5.8	CARTERA	34
5.8.1	PLAN DE INCENTIVOS	37
5.9	GESTIÓN SOCIAL	38
5.10	PETICIONES, QUEJAS Y RECURSOS - PQRs	39
5.11	NIVEL DE SATISFACCIÓN DEL CLIENTE	40
5.12	RESULTADO DE LA ASISTENCIA A REUNIONES CON ENTES DE CONTROL Y COMUNIDADES	41
5.13	ÍNDICE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	42



6	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN	44
6.1	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	44
6.2	CALIDAD DEL SERVICIO	44
6.3	INVERSIONES DEL AÑO 2014	46
6.4	PROYECTO DE INTERCONEXIÓN FASE 1	47
6.5	PROYECTO DEL REFUERZO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL - STR	50
7	GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA	52
7.1	GESTIÓN FINANCIERA	53
7.2	GESTIÓN DE TALENTO HUMANO	54
7.3	GESTIÓN INTEGRAL DE HSEQ	55
7.4	GESTIÓN DE ALMACÉN Y LOGÍSTICA	55
8	RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL - RSE	58
9	GESTIÓN LEGAL	62
10	GESTIÓN PRESUPUESTAL	64
10.1	PRESUPUESTO DE INGRESOS DE LA VIGENCIA 2014	64
10.2	PRESUPUESTO DE GASTOS DE LA VIGENCIA 2014	65
11	GESTIÓN INTELECTUAL	68
12	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





UNO

01



► 01 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 los resultados del ejercicio empresarial del año 2014, gestión que contó con el compromiso y apoyo de cada uno de los miembros que conforman la organización.

En el entorno económico nacional, la economía colombiana registró un crecimiento en términos del Producto Interno Bruto - PIB acumulado a septiembre cercano al 5% pero de acuerdo con el FMI se proyecta que cierre en 4,8% en 2014 y en 4,9% para 2015, impulsado por la actividad de la construcción. La variación anual del Índice de Precios al Consumidor - IPC fue del 3,66% mientras que la variación del Índice de Precios al Productor - IPP fue de 6,33%. La tasa de Desempleo promedio de enero de 2014 a diciembre de 2014 fue de 9,1% la más baja de los últimos 14 años, sin embargo, para Quibdó esta se situó en el 14.5%.

Como resultado de la situación coyuntural que se ha presentado en DISPAC S.A. E.S.P. cada cuatrienio debido a la naturaleza de su composición accionaria, donde la Nación tiene una participación mayor al 90%, está obligada al trámite de aprobaciones y sujeta a restricciones públicas para el manejo del presupuesto. Por lo anterior, DISPAC S.A. E.S.P. no cuenta con la posibilidad de contratar la energía eléctrica mediante contratos a largo plazo que superen el periodo presidencial. Lo anterior, expuso a la Compañía a la volatilidad propia de las compras en la Bolsa de Energía, cuyos precios se vieron influenciados al alza por la amenaza de ocurrencia del Fenómeno del Niño, lo cual afectó notablemente el desempeño financiero de la empresa.

A lo largo del año 2014, como parte de la planeación de mediano y largo plazo, se continuó con el Plan Estratégico Corporativo - PEC el cual fue aprobado por la Junta Directiva para el período 2013 - 2018. El Plan contiene como 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.

Del Empréstito Interno con Bancolombia por \$35.000 millones aprobado en diciembre de 2013 por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público - MCHP, se realizó el primer desembolso por \$5.000 millones el 22 de diciembre de 2014, con destino al Plan de Disminución de Pérdidas de Energía que forma parte del Plan de Inversiones para los años 2014, 2015 y 2016, dando lugar al inicio de los 24 meses de gracia de pagos a capital.



De otro lado , no hubo desembolsos con destino al proyecto de Refuerzo del Sistema de Transmisión Regional de DISPAC S.A. E.S.P. debido a dos situaciones: la primera asociada con el ajuste técnico del proyecto y la segunda por la necesidad de destinar el presupuesto a cumplir con las obligaciones no esperadas de adquirir la energía en el mercado spot. La etapa de diseño del proyecto se iniciará en la vigencia 2015 y se espera dejar iniciada la construcción de la obra a finales de este mismo año.

En el mercado de comercialización de DISPAC S.A. E.S.P., al cierre, se facturó a 72.986 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 S.A. E.S.P. en 2014 frente a 2013, se situó en un 4,7%.

En términos del consumo de energía de los usuarios finales atendidos por DISPAC S.A. E.S.P. en 2014, su crecimiento fue del 3.9% al pasar de 143,7 GWh en 2013 a 149,3 GWh en 2014.





El Costo Unitario de Prestación del Servicio - CU cerró en 417,92 \$/kWh, cifra superior en 15,4% a la registrada en diciembre de 2013 que fue de 362,07 \$/kWh, incremento originado principalmente por los altos precios de la energía adquirida en bolsa. El valor de la facturación de los consumos de energía al cliente final, ascendió a \$42.037,4 millones, cifra que representa un incremento del 7,9% frente a los \$38.971,1 millones de 2013.

En el año 2014, se realizó la depuración y castigo de cartera incobrable por valor de \$1.443,9 millones, de los cuales \$1.016,9 millones correspondieron a capital y \$427,0 millones 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 99,33%, valor ligeramente inferior al 99,47% registrado en 2013.

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



Río Atrato desde el Malecón



El Índice de Pérdidas Totales de Energía - IPT, medido conforme con la metodología prevista en la Resolución CREG 172 de 2011, se ubicó en 19,93%, inferior al 20,97% de 2013. En 2014 se replanteó la senda de la recuperación de pérdidas para que fuera consecuente el costo de la inversión frente al beneficio obtenido. Complementariamente se determinó que la inversión que más contribuye a la reducción de las pérdidas es la gestión y medición remota de los usuarios por lo que las inversiones se orientaron en gran proporción hacia la aplicación de este esquema.

Los ingresos operacionales netos fueron de \$75.357,2 millones, los cuales frente a los del 2013 que fueron de \$66.870,7 millones, aumentaron en un 12,7%. El costo de ventas de servicios (incluidas depreciaciones y amortizaciones) creció en 2014 en un 24,8% respecto a 2013, al pasar de \$55.145,8 millones a \$68.834,5 millones, diferencia influenciada notablemente por la exposición de las compras de energía en el mercado spot. El ejercicio de 2014 generó una utilidad operacional de \$6.522,7 millones, inferior a la de 2013, de \$11.724,9 millones.

Los gastos de funcionamiento pasaron de \$8.748,2 millones en 2013, a \$6.716,2 millones el 2014, lo que representó una disminución del 23,2%, obedeciendo principalmente a la reclasificación del gasto de Interventoría y del convenio interinstitucional firmado con la Empresa de Energía de Boyacá, para prestar el servicio de hosting y administración de la información tecnológica que se llevó de Gastos de Administración a Costo de Ventas; y a mayores provisiones para compra de energía.

El valor neto de los ingresos y gastos no operacionales alcanzaron los \$2.486,6 millones en 2014, con un incremento del 87,4% respecto de los \$1.326,6 millones de 2013.

La utilidad del ejercicio antes de impuestos en 2014 fue de \$2.293,1 millones inferior a los \$4.303,2 millones del 2013. Sin embargo, la Reforma Tributaria que rige a partir del año 2013, llevó a que los ingresos percibidos por DISPAC S.A. E.S.P. generaran un Impuesto sobre la Renta para la Equidad - CREE de \$489,1 millones, lo cual se traduce en una utilidad neta del ejercicio de \$1.804,0 millones, valor inferior a los \$3.705,3 millones generados como resultado del ejercicio del año 2013. La menor utilidad se explica principalmente por el aumento en el Costo de Ventas, debido al incremento en el precio de la energía eléctrica dada la exposición a bolsa y la volatilidad que presenta el precio de la misma ante anuncios de la probabilidad de ocurrencia del “Fenómeno del Niño”.

En materia de inversión de los \$38.245,1 millones incluidos en el presupuesto de gasto de la Vigencia Fiscal 2014, se hizo necesario solicitar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el traslado de \$7.000 millones a gastos de operación comercial con el fin de poder cubrir los costos asociados a la compra del 32,3% de la demanda de energía del año 2014 en la Bolsa de Energía con lo cual, el presupuesto de gastos de inversión del 2014 se redujo a \$31.245,1 millones.

De los \$31.245,1 millones se comprometieron recursos por \$25.080,8 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 en las localidades de los municipios de Istmina y Medio San Juan. De los recursos por \$6.146,3 millones no comprometidos, \$6.000 millones corresponden al proyecto de refuerzo del Sistema de Transmisión Regional de DISPAC S.A. E.S.P.

La Gerencia General, con el objetivo de afianzar las relaciones con los trabajadores de la Empresa, sus usuarios y la Comunidad Chocoana, 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 destinaron recursos por \$446,6 millones en 2014.

▶ Canoa del Río Turunendo

SEIS



De otra parte, DISPAC S.A. E.S.P. recibió el reconocimiento del Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico - CIDET, que otorgó las certificaciones bajo las normas ISO 14001 y OHSAS 18001 en Gestión Ambiental, Salud y Seguridad Laboral, las cuales se suman a la renovación obtenida en el año 2013 para el periodo 2014 - 2017 de la Certificación del Sistema de Gestión de Calidad bajo las normas ISO 9001:2008 y NTCGP1000.

Finalmente, nos permitimos expresar que los sistemas de información que maneja DISPAC S.A. E.S.P. cumplen con las disposiciones contenidas en la Ley 603 de 2000 sobre Derechos de Autor y que entre el 31 de Diciembre de 2014 y la fecha de presentación del informe, no se han dado 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 las cuentas salarios y honorarios Junta Directiva.



► Atardecer del Atrato



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

Edgar Francisco Latorre Rodríguez
Gerente General (E) DISPAC



Libélula Chocoma ◀



NUEVE

09

02 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	
PRINCIPALES	SUPLENTES
Angela Patricia Rojas <i>Ministerio de Minas y Energía</i> Primer Renglón	Astrid Consuelo Salcedo Saavedra <i>Ministerio de Hacienda y Crédito Público</i> Primer Renglón
Ulpiano Plaza Pastrana <i>Ministerio de Minas y Energía</i> Segundo Renglón	María Andrea Camacho <i>Ministerio de Hacienda y Crédito Público</i> Segundo Renglón
Marcial Gilberto Grueso Bonilla <i>Ministerio de Hacienda y Crédito Público</i> Tercer Renglón	María Paula Álvarez <i>Ministerio de Hacienda y Crédito Público</i> Tercer Renglón

2.3 Equipo Directivo

EQUIPO DIRECTIVO	
Edgar Latorre Rodríguez <i>Gerente General (E) DISPAC</i>	Bernardo Tolosa <i>Gerente del Gestor</i>
Manuel Morales Neira <i>Asesor Administrativo y Financiero DISPAC</i>	María Elena Piedrahita Devia <i>Subgerente Comercial - Gestor</i>
Rafael Cardona <i>Subgerente de Distribución - Gestor</i>	Carlos Felipe Cardona Díaz <i>Subgerente Administrativo y Financiero - Gestor</i>

Bromelias ◀

ONCE



► 03 Plan

Estratégico

Como parte de la gestión realizada durante el año 2014 y considerando los cambios introducidos al modelo de gestión a partir de abril del año 2013, con la participación de la Junta Directiva, el personal de DISPAC S.A. E.S.P., 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 período 2013 - 2018, el cual fue aprobado por parte de la Junta Directiva de DISPAC S.A. E.S.P..

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 - PEC de DISPAC S.A. E.S.P..

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 S.A. E.S.P., 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



3.4 Objetivos y Estrategias

Los Objetivos establecidos en el Plan Estratégico Corporativo 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 estas, se encuentran algunas como las siguientes:

- ▶ a) Para ampliar y fortalecer el Sistema de Distribución de DISPAC S.A. E.S.P. y alcanzar estándares de eficiencia operacional, durante el año 2014, se ejecutó el Plan de Reducción de Pérdidas de Energía, se desarrollaron programas de mantenimiento y reposición de infraestructura, se han adelantado 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 2014, se adelantó la medición del Nivel de Satisfacción del Usuario - NSU, a través de la aplicación de una encuesta a 1.337 usuarios distribuidos en los 15 Municipios atendidos por DISPAC S.A. E.S.P. Con el instrumento aplicado se midieron las dimensiones Energía, Factura, Oficina y Personal.

El resultado obtenido para el NSU fue de 63,9%, el cual registra un incremento del 1,43% comparado con el nivel de satisfacción obtenido en el año inmediatamente anterior que fue de 63,0%.

- ▶ c) Para consolidar la sostenibilidad financiera de la Empresa, se trabajó en la optimización de los costos y gastos, principalmente reduciendo los gastos financieros 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 desarrollaron actividades tendientes a la mejora continua de procesos y procedimientos y del Sistema de Control Interno.

Así mismo, durante el año 2014, se trabajó en la consolidación del Sistema de Gestión Integral lográndose las certificaciones bajo las NORMAS ISO 14001 y OHSAS 18001 en Gestión Ambiental, Salud y Seguridad Laboral.

- ▶ 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 S.A. E.S.P. 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 S.A. E.S.P.

- ▶ 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.





Orgullo Chocano - Equipo de Baloncesto Los Cimarrones



QUINCE

15

► 04 Datos

Relevantes

4.1 Datos comerciales más relevantes

COMERCIALES	Unidad	2014	2013	Variación Anual
Energía Neta Comprada	GWh	204,6	193,3	5,9%
Energía Facturada	GWh	149,3	143,7	3,9%
Energía Facturada a Clientes	Millones \$	42.037,4	38.971,1	7,9%
Subsidios Netos	Millones \$	15.986,1	13.461,1	18,8%
Ingresos Activos de Conexión al STN	Millones \$	301,5	346,9	(13,1%)
Ingresos Activos Nivel 4	Millones \$	14.872,2	12.251,4	21,4%
Costo Unitario (CU a Diciembre)	\$/kWh	417,92	362,07	15,4%
Usuarios Facturados	Usuarios	72.986	69.729	4,7%

4.2 Datos técnicos más relevantes

DISTRIBUCIÓN	Unidad	2014	2013	Variación Anual
Índice de Pérdidas Totales - IPT (1)	%	19,93%	20,97%	(4,96%)
Continuidad Promedio del Servicio	%	99,33%	99,47%	(0,14%)

(1) Resolución CREG 172 de 2011

4.3 Datos financieros más relevantes

FINANCIEROS	Unidad	2014	2013	Variación Anual
Ingresos Operacionales Netos	Millones \$	75.357,2	66.870,7	12,7%
Costos de Prestación del Servicio	Millones \$	63.925,1	50.336,5	27,0%
Depreciaciones y Amortizaciones	Millones \$	4.909,4	4.809,3	2,1%
Utilidad o Pérdida Bruta	Millones \$	6.522,7	11.724,9	(44,4%)
Gastos de Funcionamiento	Millones \$	6.716,2	8.748,2	(23,2%)
Utilidad o Pérdida Operacional	Millones \$	(193,4)	2.976,6	(106,5%)
Ingresos y Egresos No Operacionales	Millones \$	2.486,5	1.326,6	87,4%
Utilidad del Ejercicio Antes de Impuestos	Millones \$	2.293,1	4.303,2	(46,7%)
Impuesto Sobre la Renta para la Equidad - CREE	Millones \$	(489,1)	(597,9)	18,2%
Utilidad Neta del Ejercicio	Millones \$	1.804,0	3.705,3	(51,3%)
Activos	Millones \$	193.334,6	163.752,4	18,1%
Pasivos	Millones \$	21.896,4	9.239,0	137,0%
Patrimonio	Millones \$	171.438,2	154.513,4	11,0%

Diversión en el Atrato ◀



DIECISIETE

17



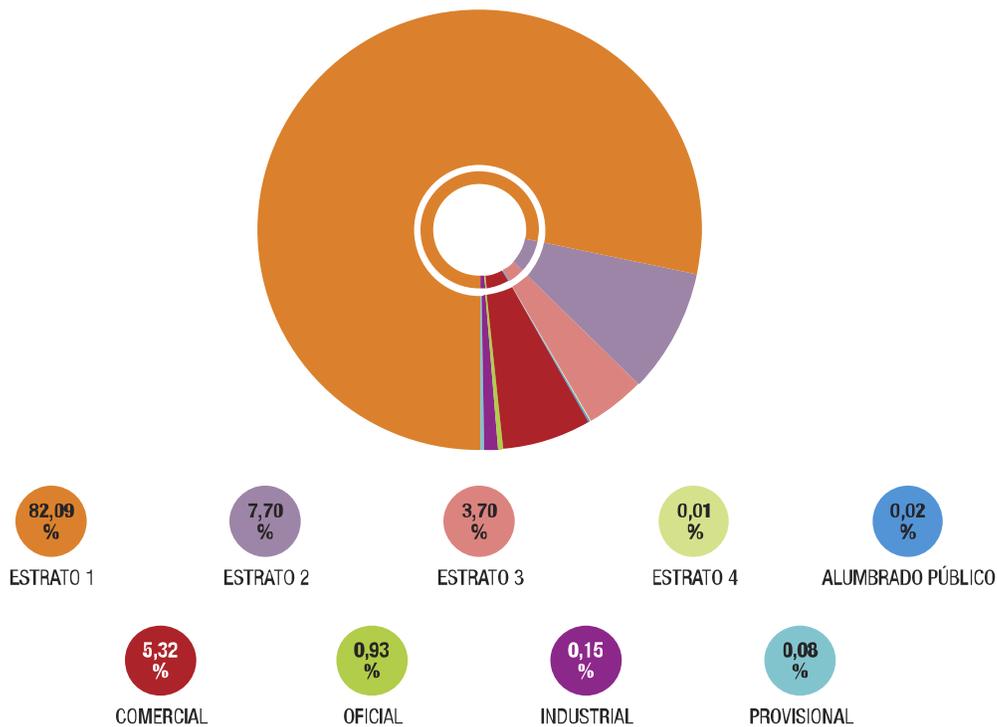
► 05 Gestión de Comercialización

5.1 Mercado de Comercialización de DISPAC S.A. E.S.P.

Al finalizar el año 2014 el número de clientes facturados por DISPAC S.A. E.S.P. alcanzó la cifra de 72.986. Este valor representa un aumento de 4,7% frente a los 69.729 clientes facturados en 2013. 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 S.A. E.S.P. Así mismo, existen en el Mercado de Comercialización de DISPAC S.A. E.S.P. dos (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 S.A. E.S.P., los residenciales representan el 93,5%, el sector comercial el 5,3%, el oficial el 0,9% y los demás sectores representan el 0,3% del total de usuarios, como se observa en el siguiente gráfico:

CLIENTES POR CLASE DE SERVICIO





CLIENTES POR CLASE DE SERVICIO

CLASE DE SERVICIO	2014	2013	VARIACIÓN ANUAL
Alumbrado Público	18	18	0,0%
Comercial	3.883	3.853	0,8%
Oficial	682	688	(0,9%)
Industrial	109	118	(7,6%)
Provisional	55	52	5,8%
Residencial Estrato 1	59.912	56.636	5,8%
Residencial Estrato 2	5.623	5.645	(0,4%)
Residencial Estrato 3	2.697	2.710	(0,5%)
Residencial Estrato 4	7	9	(22,2%)
TOTAL	72.986	69.729	4,7%

Se destaca el incremento de 5,8% de los clientes del Estrato 1, el crecimiento del 5,8% del sector provisional, el 0,8% del comercial; esto en contraste con una disminución del 22,2% del Estrato 4, el 7,6% del Sector Industrial, el 0,9% del Oficial, el 0,4% y 0,5% de los estratos 3 y 2 respectivamente. La tasa de crecimiento del total de usuarios entre 2013 y 2014 fue del 4,7%.

En el mercado de DISPAC S.A. E.S.P., cinco (5) de los quince (15) municipios atendidos, concentran el 83,9% del total de clientes, estos son: Quibdó, Istmina, Tadó, Condoto y Unión Panamericana; el número de clientes y la participación del mismo en la estructura del mercado, se presentan en el cuadro siguiente:





CLIENTES POR MUNICIPIO

MUNICIPIO	2014	2013	PARTICIPACIÓN EN 2014	VARIACIÓN ANUAL
Atrato	1.336	1.295	1,8%	3,2%
Bagadó	903	895	1,2%	0,9%
Cantón de San Pablo	1.454	930	2,0%	56,3%
Cértegui	1.196	1.084	1,6%	10,3%
Condoto	4.003	4.029	5,5%	(0,6%)
Istmina	10.019	9.443	13,8%	6,1%
Lloró	1.158	1.169	1,6%	(0,9%)
Medio Baudó	1.009	1.013	1,4%	(0,4%)
Medio San Juan	1.047	1.034	1,4%	1,3%
Nóvita	1.363	1.262	1,9%	8,0%
Quibdó	40.296	38.653	55,2%	4,3%
Río Iró	1.108	949	1,5%	16,8%
Río Quito	1.189	1.148	1,6%	3,6%
Tadó	5.032	5.008	6,9%	0,5%
Unión Panamericana	1.873	1.817	2,6%	3,1%
TOTAL	72.986	69.729	100,0%	4,7%

Del total de clientes del mercado atendido por DISPAC S.A. E.S.P., 62.734 se encuentran ubicados en el área urbana es decir el 86,0%, mientras que el 14,0% que corresponde a 10.252 clientes están en el área rural, composición que varió respecto a la del 2013 donde el 86,8% estaban ubicados en áreas urbanas y el 13,2% en rurales.





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

CLIENTES POR MUNICIPIO DE ACUERDO CON SU UBICACIÓN URBANA O RURAL

MUNICIPIO	URBANO	% URBANO	RURAL	% RURAL	PARTICIPACIÓN MUNICIPIO	
Quibdó	38.851	96,4%	1.445	3,6%	40.296	55,2%
Istmina	8.914	89,0%	1.105	11,0%	10.019	13,7%
Tadó	3.728	74,1%	1.304	25,9%	5.032	6,9%
Condoto	3.146	78,6%	857	21,4%	4.003	5,5%
Unión Panamericana	901	48,1%	972	51,9%	1.873	2,6%
Cantón de San Pablo	763	52,5%	691	47,5%	1.454	2,0%
Nóvita	966	70,9%	397	29,1%	1.363	1,9%
Atrato	676	50,6%	660	49,4%	1.336	1,8%
Cértegui	1.130	94,5%	66	5,5%	1.196	1,6%
Río Quito	434	36,5%	755	63,5%	1.189	1,6%
Lloró	818	70,6%	340	29,4%	1.158	1,6%
Río Iró	475	42,9%	633	57,1%	1.108	1,5%
Medio San Juan	905	86,4%	142	13,6%	1.047	1,4%
Medio Baudó	267	26,5%	742	73,5%	1.009	1,4%
Bagadó	760	84,2%	143	15,8%	903	1,2%
TOTAL	62.734	86,0%	10.252	14,0%	72.986	100,0%

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

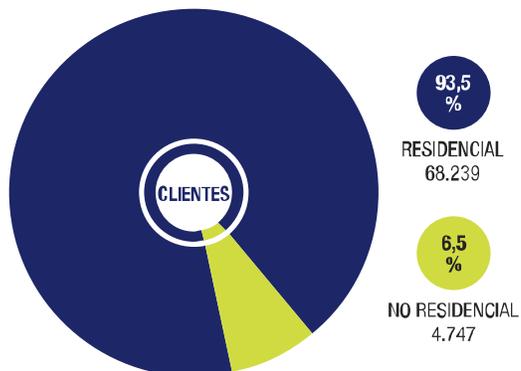
ESTRUCTURA DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS SECTORES RESIDENCIAL Y NO RESIDENCIAL

CLASE DE SERVICIO	Número de Clientes	Participación	Valor Facturado (Millones \$)	Participación	Energía MWh	Participación
Residencial	68.239	93,5%	25.384,1	60,4%	103.761,3	69,5%
No Residencial	4.747	6,5%	16.653,3	39,6%	45.516,9	30,5%
TOTAL	72.986	100,0%	42.037,4	100,0%	149.278,2	100,0%

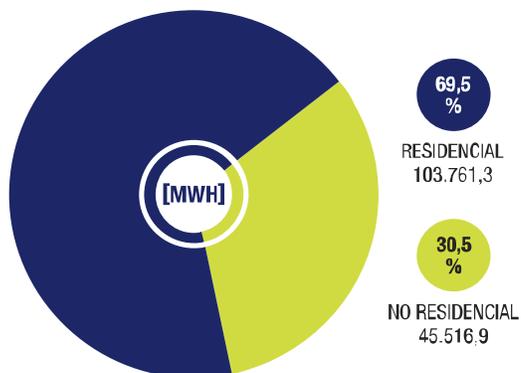




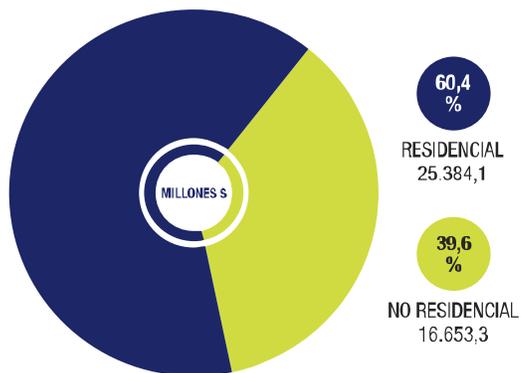
CLIENTES DE LOS SECTORES RESIDENCIAL Y NO RESIDENCIAL



CONSUMO DE ENERGÍA DE LOS SECTORES RESIDENCIAL Y NO RESIDENCIAL (MWh)



VALOR DEL CONSUMO DE ENERGÍA DE LOS SECTORES RESIDENCIAL Y NO RESIDENCIAL (MILLONES \$)





5.2 Clientes Medidos

En 2014 se incrementó el número de clientes medibles en un 5,3%, mientras que el porcentaje de clientes medidos tuvo un aumento del 7,3%, lo cual sitúa el porcentaje de medición en un 96,1%. En el siguiente cuadro se presenta la evolución del número de clientes medidos.

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES MEDIDOS

AÑO	CLIENTES MEDIBLES	CLIENTES MEDIDOS	%
2013	67.505	63.696	94,4%
2014	71.105	68.340	96,1%
Variación Anual	5,3%	7,3%	-

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 DE ACUERDO CON LA CLASE DE SERVICIO



ÍTEM	TIPO DE MEDIDOR	CLASE DE SERVICIO				TOTAL	
		Residencial	Comercial	Oficial	Industrial		
1	Monofásicos	51.549	2.198	326	-	54.073	79,1%
2	Bifásicos	5.991	1.017	146	50	7.204	10,5%
3	Trifásicos	274	383	122	48	827	1,2%
	Total Medidores Convencionales	57.814	3.598	594	98	62.104	90,9%
5	Medidores Prepago	443	-	-	-	443	0,6%
6	Medición Centralizada	5.278	472	34	9	5.793	8,5%
	Total Prepago y Centralizada	5.721	472	34	9	6.236	9,1%
	Total Medidores Instalados	63.535	4.070	628	107	68.340	100,0%

El 90,9% de la medición corresponde a medidores de tipo convencional. Del total de medidores el 79,1% son monofásicos, 10,5% bifásicos y 1,2% trifásicos, mientras que tan solo el 0,6% son prepago y 8,5% 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 el año 2014 las compras de energía eléctrica realizadas para atender la demanda del mercado regulado, incluidas las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional - STN, fueron de 204,6 GWh, lo cual representa un incremento del 5,9% frente a los 193,3 GWh comprados en 2013.

La comparación del comportamiento mensual de la demanda de energía eléctrica de los años 2013 y 2014, se muestra a continuación:

DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

MES	2014 MWh	2013 MWh	VARIACIÓN %
Enero	16.827,4	16.986,9	-0,9%
Febrero	15.552,6	14.890,1	4,4%
Marzo	17.191,1	16.376,7	5,0%
Abril	16.762,7	16.411,8	2,1%
Mayo	17.226,8	15.385,5	12,0%
Junio	16.352,3	15.630,6	4,6%
Julio	17.693,5	16.070,6	10,1%
Agosto	17.567,3	16.077,0	9,3%
Septiembre	16.923,0	15.945,0	6,1%
Octubre	17.108,9	16.526,2	3,5%
Noviembre	17.651,1	15.957,5	10,6%
Diciembre	17.778,0	17.057,3	4,2%
TOTAL	204.634,8	193.315,3	5,9%

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.

El valor neto pagado por concepto de compras de energía para el año 2014 fue de \$37.522,8 millones; presenta un incremento del 40,8% respecto a los \$26.658,6 millones pagados en 2013.

Del valor total pagado por las compras de energía \$24.254,9 millones corresponden a compras en contratos bajo la modalidad pague lo contratado y \$14.125,3 millones a compras en bolsa, con lo cual el valor de las compras de energía fue de \$38.380,2 millones, al que hay que descontarle el ingreso recibido por ventas de energía realizada por DISPA S.A. E.S.P. en bolsa, que ascendió a \$857,4 millones, lo cual hace que el valor neto pagado por las compras de energía fuese de \$37.522,8 millones como se mencionó anteriormente.





En el siguiente cuadro, se presentan las cantidades y precios de la energía transada a lo largo del año 2014:

COMPRAS Y VENTAS DE ENERGÍA

MES	COMPRA EN CONTRATOS		TRANSACCIONES EN BOLSA			
	CANTIDAD (MWh)	PRECIO (\$/kWh)	COMPRAS		VENTAS	
			CANTIDAD (MWh)	PRECIO (\$/kWh)	CANTIDAD (MWh)	PRECIO (\$/kWh)
Enero	15.400,8	137,70	1.902,9	168,76	476,3	147,19
Febrero	13.910,4	139,38	1.996,6	195,62	324,4	170,69
Marzo	15.400,8	141,76	2.113,7	167,56	323,4	123,19
Abril	14.904,0	142,38	2.189,4	378,18	330,7	378,41
Mayo	15.400,8	142,20	2.276,2	406,74	450,2	376,11
Junio	14.904,0	141,72	2.149,7	365,91	701,4	373,29
Julio	15.400,8	141,40	3.028,5	223,42	735,8	146,12
Agosto	7.440,0	200,00	10.127,3	212,77	-	-
Septiembre	7.200,0	201,04	9.723,0	181,72	-	-
Octubre	7.440,0	201,92	9.748,3	219,54	79,4	188,23
Noviembre	7.200,0	201,76	10.503,9	171,91	52,7	187,50
Diciembre	7.440,0	204,30	10.356,0	179,42	18,0	189,79
TOTAL	142.041,6	156,68	66.085,6	211,89	3.492,4	245,50
	24.254,9 Millones \$		14.125,3 Millones \$		(857,4) Millones \$	

Las compras o ventas de energía en el Mercado de Energía Mayorista - MEM se transan para periodos horarios y puede 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 y la demanda real, lo cual hace que ese delta 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 S.A. E.S.P. en el año 2014 fue de 183,36 \$/kWh, valor que fue superior al valor de los contratos transados por todos los agentes comercializadores en el MEM que fue en promedio de 143,75 \$/kWh. El valor promedio de compra en contratos por parte de DISPAC S.A. E.S.P., fue de 156,68 \$/kWh, el de compra en la Bolsa de 211,89 \$/kWh y el de venta en Bolsa de 245,50 \$/kWh.

La energía necesaria para atender la demanda del Mercado Regulado de DISPAC S.A. E.S.P. se compró durante el año 2014 en contratos de Largo Plazo suscritos con Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. - EMEESA y Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe - GECELCA y Termotasajero 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	% RESPECTO DE LA CANTIDAD CONTRADA
EMEESA	4,4%
GECELCA	65,3%
TERMOTASAJERO	30,3%

El suministro de energía a lo largo del año 2014, fue obtenido a través de contratos de largo plazo en un 67,7% (138,5 GWh) y en la Bolsa del Mercado de Energía Mayorista - MEM el 32,3% restante (66,1 GWh).



5.3.2 Ventas de Energía

Las ventas de energía de DISPAC S.A. E.S.P. en el año 2014, ascendieron a 149,3 GWh, presentando un incremento del 3,9% frente al año 2013 que fueron de 143,7 GWh. Estas ventas representaron ingresos de \$58.023,5 millones, como se muestra en el siguiente cuadro:

VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DETALLE	UNIDAD	2014	2013	VARIACIÓN ANUAL
Ventas de Energía	Millones \$	58.023,5	52.432,2	10,7%
Ingresos Facturación Consumo	Millones \$	42.037,4	38.971,1	7,9%
Subsidios (*)	Millones \$	15.986,1	13.461,1	18,8%
Ventas de Energía	GWh	149,3	143,7	3,9%

(*) Corresponde a subsidios causados menos contribuciones

Los subsidios netos presentaron un incremento del 7,9% frente al valor del año 2013, al pasar de \$13.461,1 millones a \$15.986,1 millones. Los subsidios causados en el año 2014 corresponden al 27,6% de los ingresos totales por ventas de energía del año. Estos subsidios benefician al 93,5% de los clientes.



▶ Capacitando a nuestros clientes



En el siguiente cuadro, aparecen las ventas del año 2014 comparadas con las del año 2013, de acuerdo con la clase de servicio:

VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CLASE DE SERVICIO

CLASE DE SERVICIO	2014 MWh	2013 MWh	VARIACIÓN ANUAL
Alumbrado Público	4.011,2	4.045,6	(0,8%)
Comercial	26.482,2	25.116,1	5,4%
Oficial	12.879,7	12.323,4	4,5%
Industrial	709,1	658,8	7,6%
Provisional	1.434,6	684,0	109,7%
Estrato 1	84.775,4	82.214,5	3,1%
Estrato 2	11.800,3	11.693,6	0,9%
Estrato 3	7.119,7	6.956,2	2,4%
Estrato 4	65,9	37,2	77,2%
TOTAL	149.278,2	143.729,4	3,9%

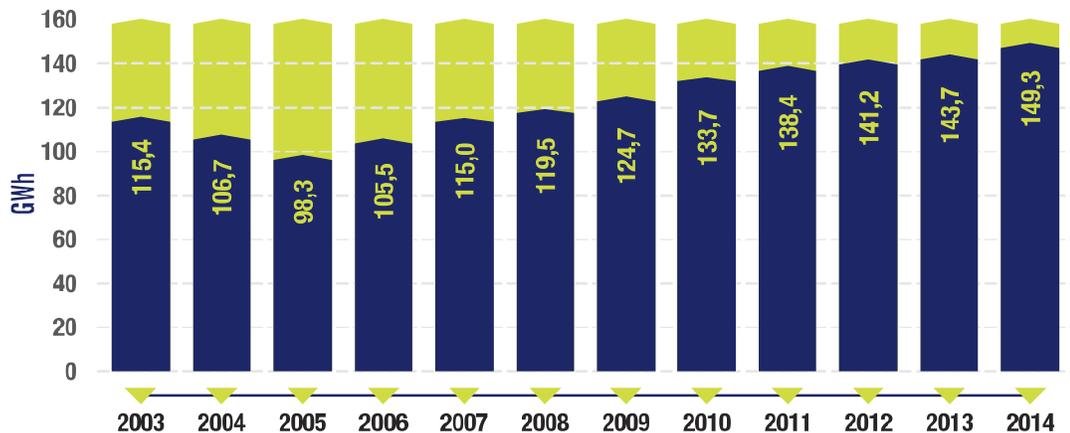
En la gráfica se muestra la participación en la cantidad de energía vendida, de cada una de las clases de servicio:

CANTIDAD DE ENERGÍA VENDIDA POR CLASE DE SERVICIO



En la gráfica siguiente se presenta la evolución de la cantidad de energía vendida por DISPAC S.A. E.S.P. entre los años 2003 - 2014:

EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD DE ENERGÍA VENDIDA [GWh]





5.4 Medición Prepago

Al finalizar el año 2014, 443 clientes disponían de medidores prepago, que han permitido implementar una solución de alto contenido social, permitiendo que clientes en mora de bajos recursos puedan gozar del servicio mientras van saldando la deuda por obligaciones contraídas con la empresa por la prestación del servicio de energía eléctrica.

En el siguiente cuadro se presentan los resultados obtenidos en los años 2013 y 2014, con la utilización de esta tecnología:

VALORES FACTURADOS A CLIENTES CON MEDIDOR PREPAGO

CONCEPTOS FACTURADOS	2014	2013	VARIACIÓN ANUAL
Energía Vendida Millones \$	145,5	129,1	12,7%
Subsidios Millones \$ (-)	(70,0)	(63,3)	10,5%
Abono a Deuda Millones \$ (+)	9,9	8,7	13,5%
Valor Recaudó Millones \$ (=)	85,3	74,5	14,6%
OTROS DATOS			
Energía Vendida [kWh]	372.249	347.645	7,1%
Número de Recargas	11.589	11.398	1,7%
Valor Promedio por Recarga	7.403	6.609	12,0%
Consumo Promedio Usuario Estrato 1 [kWh/mes]	99,21	93,61	6,0%
Consumo Promedio Usuario Estrato 2 [kWh/mes]	124,80	110,99	12,4%

Como se puede observar, el valor de la energía vendida a clientes con la opción de medición prepago, aumentó en un 12,7% entre los años 2013 y 2014; igualmente, se incrementaron el valor abonado a la deuda que creció en 13,5% y el porcentaje de recaudo que subió en 14,6%; así mismo, se observa que a pesar de incrementarse el consumo promedio de energía de los clientes de los estratos 1 y 2 con medición prepago, sigue estando 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).





5.5 Medición Remota

Al finalizar el año 2014, se tenía instalada medición remota a 5.793 clientes, cantidad que al ser comparada con los 3.230 que la tenían al finalizar el año 2013, representa un incremento del 79,3% del número clientes con este tipo de tecnología. La participación de la medición remota en el total de clientes con medida instalada, alcanza el 8,5%.

Los transformadores que cuentan con clientes que tienen este tipo de tecnología, están instalados en las zonas urbanas de los

municipios de Quibdó e Istmina y corresponden a transformadores cuyas pérdidas de energía antes del sistema, oscilaban entre el 26,3% y 50,7% y que después de la instalación las mismas, no superan el 9,0%, lo cual demuestra la bondad de esta tecnología.

En el siguiente cuadro se puede observar el efecto de las pérdidas en 65 de los transformadores que tienen clientes a los que se les ha instalado medición remota:

VARIACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN CLIENTES CON MEDICIÓN REMOTA

CIRCUITO	NÚMERO DE USUARIOS INTERVENIDOS	NÚMERO DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS DE ENERGÍA				ENERGÍA RECUPERADA (kWh)
			ENERO 2013		DICIEMBRE 2014		
			(kWh)	%	(kWh)	%	
SQ-201	1.485	23	452.766	42,6%	33.955	7,5%	418.811
SQ-202	386	6	25.505	26,3%	8.168	11,0%	17.337
SQ-203	302	4	44.026	50,7%	5.121	8,9%	38.905
SM-201	2.000	32	227.962	39,5%	33.159	8,9%	194.803
TOTAL	4.173	65	750.259	39,8%	80.403	9,0%	669.856

En el cuadro se observa el beneficio de tener instalado este tipo de medidores 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.

Para el año 2015, está prevista una inversión del orden de \$3.285 millones que permitirá la instalación de 3.800 nuevos equipos de este tipo, a clientes de transformadores que registran alto nivel de pérdidas.



▶ Frutos que dan vida en el Chocó



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 5,9% al pasar de 372,48 \$/kWh en 2013 a 394,66 \$/kWh en 2014, 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 la 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 APLICADO EN LOS NIVELES DE TENSIÓN 1 Y 2

MES	2014		2013	
	NIVEL1 (\$/kWh)	NIVEL2 (\$/kWh)	NIVEL1 (\$/kWh)	NIVEL2 (\$/kWh)
Enero	364,43	316,56	359,67	314,78
Febrero	371,49	311,53	361,47	316,36
Marzo	386,23	324,72	363,28	317,94
Abril	385,95	323,98	365,09	319,53
Mayo	387,87	327,21	370,57	324,32
Junio	393,70	330,49	376,12	329,19
Julio	397,64	333,79	381,77	334,12
Agosto	401,62	337,13	387,50	331,34
Septiembre	405,63	340,50	393,31	318,25
Octubre	409,69	343,91	388,88	312,90
Noviembre	413,79	347,35	360,08	312,25
Diciembre	417,92	350,82	362,07	314,33
CU PROMEDIO	394,66	332,33	372,48	320,44

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 2013 y 2014:

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

COMPONENTE	2014 \$/kWh	2013 \$/kWh	VARIACIÓN ANUAL	
			\$/kWh	%
G (Generación)	175,69	136,77	38,92	28,46%
T (Transmisión)	22,20	20,35	1,85	9,09%
R (Restricciones)	3,29	5,32	(2,03)	(38,16%)
C (Comercialización)	77,39	71,11	6,28	8,83%
Prn1 (Pérdidas Reconocidas Nivel 1)	33,80	26,79	7,01	26,17%
D (Cargo de Distribución a Nivel 1)	105,55	101,73	3,82	3,76%
CU (NIVEL 1)	417,92	362,07	55,85	15,43%

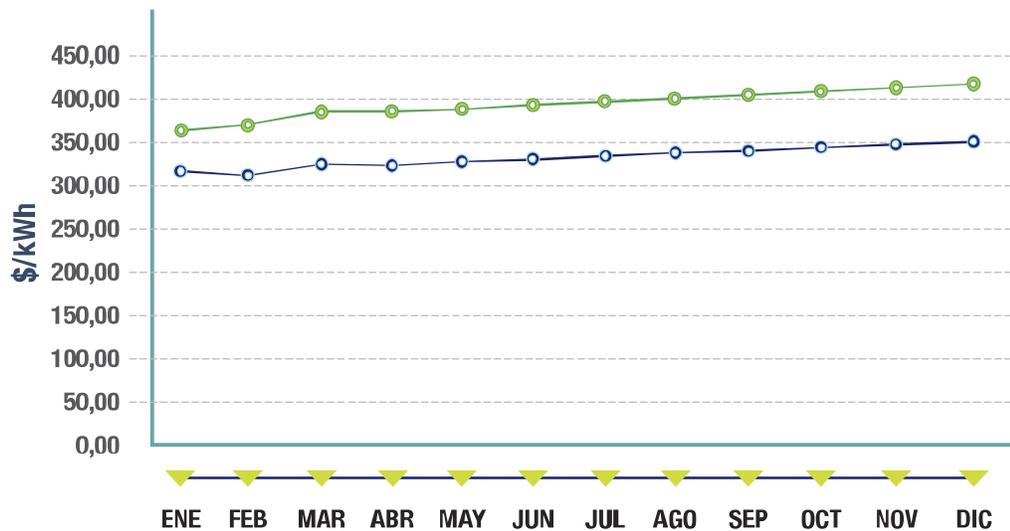


El incremento en el valor del CU obedece fundamentalmente al aumento de los precios de la energía comprada, ya que debido a restricciones legales de tipo presupuestal que no permiten obtener vigencias futuras que superen el periodo de Gobierno y al no recibo de ofertas para atender el 100% del suministro de energía del año 2014, DISPAC S.A. E.S.P. se vio en la necesidad de comprar el 32,3% de la energía eléctrica, para atender la demanda de los clientes de su mercado regulado en la Bolsa de Energía, en un momento donde la probabilidad de ocurrencia del Fenómeno del Niño, incrementó los precios de la misma. Esto generó un aumento del valor de la componente que trasfiere a los clientes el valor del precio de la energía.

De otra parte, el valor de algunas de las componentes del Costo Unitario de la Prestación del Servicio se indexan mensualmente con la variación del índice de Precios al Productor, el cual para el 2014 tuvo una variación anual del 6,33%, situación que produjo un incremento en las componentes del CU tales como Tm (Costo de Transmisión); Dm (Cargo de Distribución) y PRn1 (Costo de Pérdidas Reconocidas).

Como resultado del incremento, principalmente de la componente asociada al costo de la generación de energía eléctrica, el valor calculado del Costo Unitario del Nivel de Tensión 1 que se debía cobrar a los clientes por los consumos del mes de mayo de 2014, se ubicó en 413,39 \$/kWh, valor muy superior a los 385.95 \$/kWh cobrado por los consumos de abril de 2014, lo que obligó a DISPAC S.A. E.S.P. 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 clientes, aplicando así en mayo un CU de 387,87 \$/kWh con incrementos del 1% mensual, para recuperar el costo pagado por la energía comprada para atender la demanda del mercado regulado atendido.

EVOLUCIÓN DEL COSTO UNITARIO APLICADO EN EL AÑO 2014



● CU NIVEL DE TENSIÓN 1	364,43	371,49	386,23	385,95	387,87	393,70	397,64	401,62	405,63	409,69	413,79	417,92
● CU NIVEL DE TENSIÓN 2	316,56	311,53	324,72	323,98	327,21	330,49	333,79	337,13	340,50	343,91	347,35	350,82



El Costo Unitario de Prestación del Servicio de diciembre de 2014 aplicado por DISPAC S.A. E.S.P. 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 9 empresas comercializadoras de energía eléctrica, que presentaban costos unitarios superiores.

COSTO UNITARIO APLICADO EN DICIEMBRE DE 2014 POR ALGUNAS EMPRESAS COMERCIALIZADORAS DE ENERGÍA

EMPRESA	MERCADO	COSTO UNITARIO NIVEL DE TENSIÓN 1
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	Bajo Putumayo	495,00
Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A. E.S.P.	Sibundoy	471,34
Empresas Municipales de Cali EMCALI E.I.C.E.	Cali	450,17
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	Nariño	446,34
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	Cundinamarca	438,20
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	Caquetá	431,38
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	Boyacá	427,12
Enertolima S.A. E.S.P.	Tolima	420,75
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Meta	419,94
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	Chocó	417,92
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	Putumayo	416,97
Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.	Cartago	411,70
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	Santander	409,75
Compañía Energética de Occidente	Cauca	402,45
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	Huila	400,55
Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.	Arauca	399,32
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	Valle del Cauca	398,71
Centrales Eléctricas de Caldas S.A. E.S.P.	Caldas	398,37
Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P.	Norte de Santander	387,27
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	Antioquia Unificado	384,96
Empresa de Energía de Quindío S.A. E.S.P.	Quindío	369,72
Codensa S.A. E.S.P.	Bogotá	368,12
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	Tuluá	365,34
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	Pereira	361,03
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	Caldas	343,61



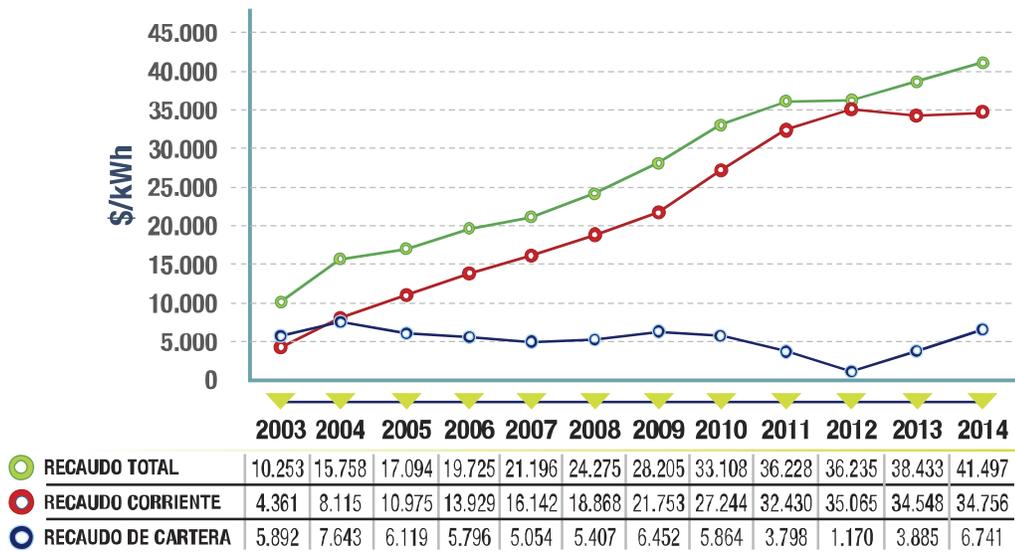


5.7 Recaudo

El valor del recaudo por facturación a los clientes en el año 2014 fue de \$41.496,9 millones, sin incluir \$676,5 millones asignados por el Fondo de Energía Social - FOES. Del valor recaudado, \$34.755,8 millones, corresponden a recaudo corriente y \$6.741,0 millones a recaudo por concepto de cartera. Del total del recaudo, el corriente representa 82,4%, el recaudo de cartera el 16,0% y los recursos del FOES el 1,6%.

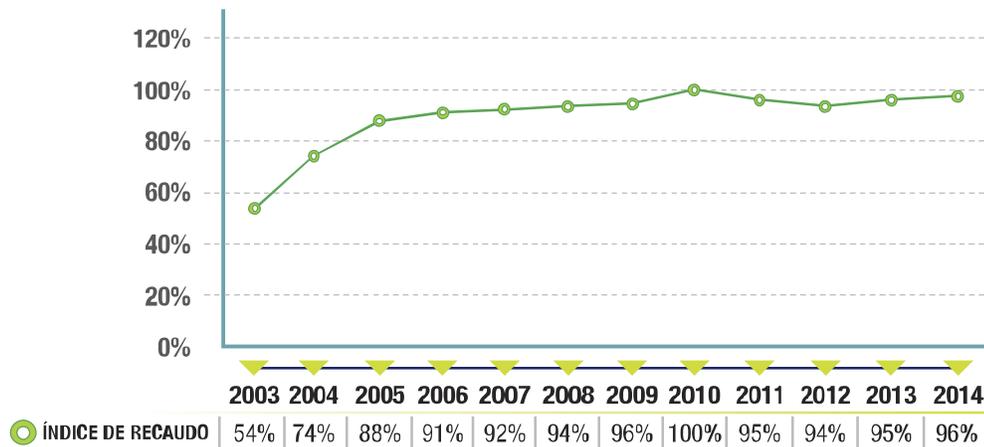
En la gráfica se observa la evolución positiva que ha tenido el comportamiento del nivel de recaudo entre los años 2003 y 2014:

EVOLUCIÓN DEL RECAUDO CORRIENTE Y TOTAL ENTRE LOS AÑOS 2003 Y 2014



En la siguiente gráfica se observa el porcentaje de recaudo total que ha tenido DISPAC S.A. E.S.P. desde el año 2003:

INDICADOR DE RECAUDO (INCLUYE FOES)





5.8 Cartera

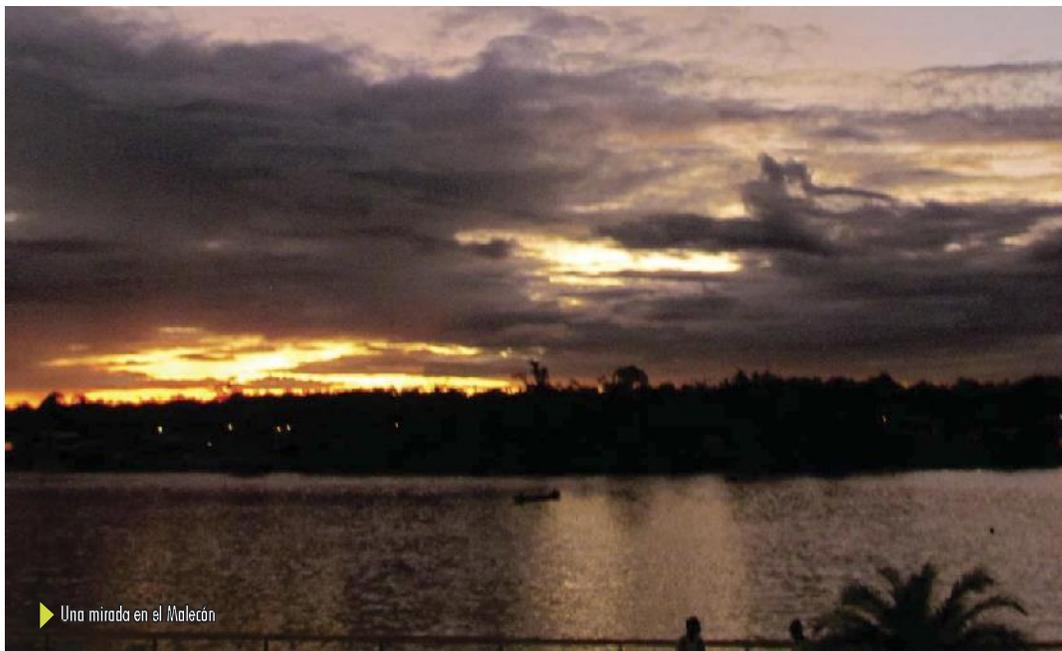
El saldo de la cartera de los usuarios relacionada con la prestación del servicio de energía eléctrica con corte al 31 de diciembre de 2014, asciende a \$13.910,1 millones; de este valor la cartera vencida con antigüedad mayor a un año fue de \$9.521,9 millones, lo cual representa al 68,5% de la cartera total. La cartera vencida con antigüedad menor o igual a

un año fue de \$4.388,3 millones con una participación del 31,5%. De esta última cartera la porción corriente es de \$794,9 millones.

En el siguiente cuadro se presenta la cartera de DISPAC S.A. E.S.P. por clase de servicio y edad al finalizar el año 2014:

CARTERA POR CLASE DE SERVICIO Y EDAD A DICIEMBRE DE 2014 (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	99,4	99,2	97,9	96,6	283,7	482,8	3.466,0	4.625,6
Comercial	69,7	40,9	40,3	32,2	89,8	168,4	1.359,8	1.801,0
Industrial	2,7	2,7	1,5	1,3	12,1	15,7	50,9	86,9
Oficial	184,2	140,1	121,8	111,9	177,8	324,4	669,0	1.729,1
Provisional	157,0	7,0	1,5	6,2	6,9	15,2	12,4	206,1
Residencial E1	254,5	155,2	114,6	120,5	313,2	440,8	3.660,2	5.058,9
Residencial E2	17,4	7,2	7,8	6,9	14,2	17,4	263,3	334,1
Residencial E3	10,2	3,1	3,0	2,3	5,1	4,5	40,3	68,6
Residencial E4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	794,9	455,3	388,3	377,9	902,8	1.469,2	9.521,9	13.910,1
PARTICIPACIÓN 2014	5,7%	3,3%	2,8%	2,7%	6,5%	10,6%	68,5%	100,0%
CARTERA AÑO 2013	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%



► Una mirada en el Malecón



De la cartera comercial de DISPAC S.A. E.S.P., el 63,0% tiene una antigüedad mayor a 5 años, 18,6% una antigüedad mayor a 2 años y menor o igual a 5 años 18,4% corresponde a cartera entre 1 y 2 años, como se muestra en seguida:

ANTIGÜEDAD DE LA CARTERA MAYOR A 360 DÍAS POR CLASE DE SERVICIO A DICIEMBRE DE 2014 (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	97,5	0,0	526,0	2.842,5	3.466,0
Comercial	140,6	67,0	44,4	96,0	1.011,8	1.359,8
Industrial	6,2	0,0	6,0	1,4	37,2	50,9
Oficial	201,6	139,2	38,6	94,0	195,6	669,0
Provisional	12,4	0,0	0,0	0,0	0,0	12,4
Residencial E1	1.283,3	121,1	187,6	313,6	1.754,6	3.660,2
Residencial E2	89,3	7,1	12,8	6,4	147,7	263,3
Residencial E3	16,3	3,1	2,7	5,4	12,8	40,3
TOTAL	1.749,7	435,0	292,1	1.042,8	6.002,2	9.521,9
PARTICIPACIÓN	18,4%	4,6%	3,1%	11,0%	63,0%	100,0%

Durante el año 2014 se continuó con las acciones y programas que han permitido mejorar los resultados de recaudo y de recuperación de cartera, tales como: Programa de Suspensión y Verificación del Servicio a Usuarios Morosos, Gestión Clientes Destacados, Proyecto de Medidores Prepago, El Plan de Incentivos 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 a diciembre de 2014, tener suscritos con los clientes 12.784 acuerdos con un valor de cartera financiada de \$2.782 millones, una cuota promedio mensual de \$29.393 y con un promedio mensual de recaudo por concepto de cuotas de \$118,2 millones.

A continuación se presenta el estado comparativo con corte a diciembre de 2014, de los clientes con cartera morosa:

VARIACIÓN DE LA CARTERA ENTRE 2013 Y 2014 (MILLONES \$)

CLASE DE SERVICIO	CARTERA 2014		CARTERA 2013		VARIACIÓN ANUAL		
	Número Usuarios	Cartera	Número Usuarios	Cartera	Valor	Número Usuarios	Cartera
Alumbrado Público	16	4.625,6	16	3.789,4	836,1	0,0%	22,1%
Comercial	723	1.801,0	1.247	1.534,1	266,9	(42,0%)	17,4%
Industrial	31	86,9	24	145,6	(58,7)	29,2%	(40,3%)
Oficial	348	1.729,1	278	3.154,9	(1.425,9)	25,2%	(45,2%)
Provisional	100	206,1	97	64,7	141,4	3,1%	218,3%
Residencial E1	18.833	5.058,9	16.630	8.748,0	(3.689,1)	13,2%	(42,2%)
Residencial E2	867	334,1	807	385,8	(51,7)	7,4%	(13,4%)
Residencial E3	284	68,6	245	118,6	(50,0)	15,9%	(42,2%)
Residencial E4	2	0,0	0	0,3	(0,3)	-	-
TOTAL	21.204	13.910,2	19.344	17.941,5	(4.031,2)	9,6%	(22,5%)



La disminución de la cartera entre los años 2013 y 2014 fue del 22,5%. Esta reducción obedece principalmente al castigo de cartera por valor de \$6.356,9 millones. Los sectores que presentan mayor reducción son Residencial Estrato 1, que disminuye \$3.689,1 millones es decir 42,2% y el oficial con un decrecimiento de \$1.425,9 millones equivalente al 45,2%. En contraste, el sector de Alumbrado Público aumenta en \$836,1 millones, 22,1% y el Comercial que se incrementó en \$266,9 millones, 17,4%.

En el siguiente cuadro se presenta el monto de cartera por municipio para los años 2013 y 2014, así como su variación porcentual:

VARIACIÓN DE LA CARTERA POR MUNICIPIOS ENTRE LOS AÑOS 2013 Y 2014

MUNICIPIO	CARTERA 2014		CARTERA 2013		VARIACIÓN ANUAL	
	Millones \$	Participación	Millones \$	Participación	Millones \$	Porcentaje
Atrato	423,5	2,4%	675,3	4,9%	(251,8)	(37,3%)
Bagadó	584,7	3,3%	621,3	4,5%	(36,6)	(5,9%)
Cantón de San Pablo	839,5	4,7%	308,5	2,2%	531,0	172,1%
Cértegui	242,4	1,4%	1.294,2	9,3%	(1.051,8)	(81,3%)
Condoto	1.477,2	8,2%	1.341,1	9,6%	136,1	10,1%
Istmina	2.718,7	15,2%	344,7	2,5%	2.374,0	688,7%
Lloró	379,0	2,1%	774,6	5,6%	(395,6)	(51,1%)
Medio Baudó	831,6	4,6%	841,0	6,0%	(9,4)	(1,1%)
Medio San Juan	878,6	4,9%	461,4	3,3%	417,2	90,4%
Nóvita	787,3	4,4%	3.640,9	26,2%	(2.853,6)	(78,4%)
Quibdó	5.490,5	30,6%	401,9	2,9%	5.088,6	1.266,1%
Río Iró	594,1	3,3%	427,3	3,1%	166,8	39,0%
Río Quito	396,6	2,2%	1.484,9	10,7%	(1.088,3)	(73,3%)
Tadó	1.418,0	7,9%	884,6	6,4%	533,4	60,3%
Unión Panamericana	879,7	4,9%	408,5	2,9%	471,2	115,4%
TOTAL	17.941,5	100,0%	13.910,2	100,0%	4.031,3	29,0%

En el cuadro se observa que el 58,6%, de la deuda de los clientes en mora se encuentra concentrada en cuatro municipios a saber: Quibdó, Istmina, Condoto y Tadó, ascendiendo a \$10.506,9 con participación de \$5.490,5 millones, \$2.718,7 millones, \$1.477,2 millones y \$1.418,0 millones, respectivamente.

Dentro de las acciones que se han venido adelantando en el tema de depuración y castigo de cartera, la Empresa aplica el Procedimiento de Depuración y Castigo de Cartera F20-25-04 del Sistema de Calidad, el cual contempla un proceso de revisión, verificación y análisis tanto en terreno como en el Sistema de Información Eléctrico Comercial - SIEC, para reflejar en los estados financieros la situación real con las cifras de cartera depuradas y conciliadas.

CONCEPTO	NÚMERO DE CLIENTES	VALOR CARTERA (MILLONES \$)
Castigo de Cartera Año 2014	1.211	1.443,9



5.8.1 Plan de Incentivos

En el 2014 se implementó el plan de incentivos **Energízate** mediante el cual se busca aumentar el número de usuarios al día; a diciembre de este año se alcanzó un porcentaje del 83,0% de usuarios al día, por encima de la meta del 80%.

Se entregaron alrededor de 598 premios entre souvenirs, electrodomésticos y utensilios de cocina.

En diciembre de 2014 se realizó un sorteo para premiar la permanencia y el pago oportuno de los usuarios, mediante el cual se entregaron 11 combos, 10 electrodomésticos y una motocicleta.





5.9 Gestión Social

Reconociendo al Cliente como nuestra razón de ser y hacia el cual debemos direccionar todos nuestros esfuerzos, tratando siempre de ser un canal de comunicación eficaz entre los derechos del mismo y las responsabilidades que el cliente adquiere con la Empresa derivadas de la prestación del servicio, en el año 2014 el Área de Gestión Social de DISPAC S.A. E.S.P. continuó atendiendo de manera integral a los clientes del servicio de energía eléctrica.

La labor realizada por el grupo de Gestión Social, ha permitido mejorar las relaciones Cliente - Empresa, concientizar a los usuarios sobre la importancia del fluido eléctrico para el desarrollo del Departamento y el mejoramiento de la población en general, capacitarlos para

que realicen un consumo racional de acuerdo a su capacidad de pago, disminuir los índices de accidentalidad por mala utilización del servicio, divulgar las políticas establecidas para la recuperación de cartera y orientar a los clientes, acerca de la importancia de tener una cultura de pago por el servicio suministrado.

En este período, se atendieron de manera permanente todas las áreas rurales interconectadas de las zonas Atrato y San Juan a través de la realización de jornadas integrales, llegando por diferentes medios terrestre y fluvial, logrando excelentes resultados en cuanto a recuperación de cartera y recaudo, contribuyendo así al cumplimiento de los indicadores de gestión empresarial.



En el siguiente cuadro se presenta el resultado consolidado obtenido mediante el desarrollo de las diferentes actividades realizadas durante el año 2014:

ACTIVIDADES DE GESTIÓN SOCIAL REALIZADAS EN EL AÑO 2014

MES	CLIENTES SENSIBILIZADOS	RECAUDO ÁREA MILLONES (\$)	TALLERES REALIZADOS	REUNIONES EFECTUADAS	FINANCIACIONES
Enero	7.019	157,6	0	22	292
Febrero	4.791	137,9	24	25	286
Marzo	6.070	161,1	21	28	297
Abril	5.326	129,0	27	26	216
Mayo	5.741	129,4	21	29	162
Junio	6.045	130,2	29	31	259
Julio	6.356	184,3	25	25	264
Agosto	5.348	134,6	24	35	218
Septiembre	4.667	90,4	26	24	200
Octubre	6.168	130,9	27	29	251
Noviembre	4.249	130,4	33	31	203
Diciembre	12.121	163,4	0	15	296
TOTAL	73.901	1.652,2	257	320	2.944



5.10 Peticiones, Quejas y Recursos - PQRs

En el año 2014 fueron recibidas un total de 4.943 PQRs, de las cuales, 4.149 son clasificadas como Reclamaciones y las 794 restantes como Peticiones, que equivalen al 83,9% y 16,1% respectivamente. El número de PQRs presentadas por los clientes en el año 2014, es inferior en un 15,8% frente a las 5.872 recibidas en el año 2013.

Al comparar las 4.943 PQRs presentadas en el año 2014 con los 72.986 clientes, se encuentra que un 6,8% de ellos, se dirigieron a la Empresa para presentar sus solicitudes o inquietudes respecto de la prestación el servicio, valor que es inferior al 8,4% que se presentó en el año 2013.

De las 4.194 reclamaciones presentadas, 897 equivalentes al 21,6%, fueron resueltas a favor del cliente y 3.252 fueron resueltas a favor de la Empresa equivalentes al 78,4% de las presentadas.

De las 794 Peticiones presentadas, 742 es decir el 93,5%, fueron resueltas a favor del cliente y las 52 restantes equivalentes al 6,5% fueron resueltas a favor de la Empresa.

En la Zona del Atrato fueron resueltas 3.895 PQRs correspondientes a 78,8%, mientras que en la Zona del San Juan fueron resueltas 1.048 que corresponden al 21.2%.

En el siguiente cuadro se presenta el número de PQRs que fueron presentadas por los clientes y tramitadas por la Empresa durante el año 2014:

PETICIONES, QUEJAS Y RECURSOS RECIBIDOS Y TRAMITADOS EN EL AÑO 2014



El tiempo promedio de resolución de las reclamaciones tramitadas por los clientes durante el año 2014 fue de 11 días hábiles, que es inferior al estipulado en los términos de ley (15 días hábiles).

MES-AÑO	ENE-14	FEB-14	MAR-14	ABR-14	MAY-14	JUN-14	JUL-14	AGO-14	SEP-14	OCT-14	NOV-14	DIC-14	PROMEDIO
Tiempo Promedio Días	9	8	11	11	11	12	13	11	10	10	12	10	11



5.11 Nivel de Satisfacción del Cliente

Con la objetivo de conocer la percepción de los usuarios de la Empresa sobre la distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica recibida en el año 2014, fue aplicada la encuesta que determina su Nivel de Satisfacción - NSU, a 1.337 clientes distribuidos en los 15 municipios donde se presta el servicio; fueron evaluadas las siguientes dimensiones: 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).

La encuesta aplicada por un ente encuestador externo, Estadística & Sociedad, en las oficinas de atención al usuario luego de recibir el servicio, reflejan las opiniones del cliente que ingresa en la oficina y conoce la experiencia del servicio en su residencia, así como los aspectos de la factura.

En el desarrollo de la misma fueron incluidas preguntas sobre la imagen corporativa, lo cual reflejó el sentir de los clientes respecto de cómo ven la Empresa dentro el Departamento, catalogándola de Importante, con liderazgo, visible, en contacto con la comunidad y que ha aumentado la cobertura de servicio.

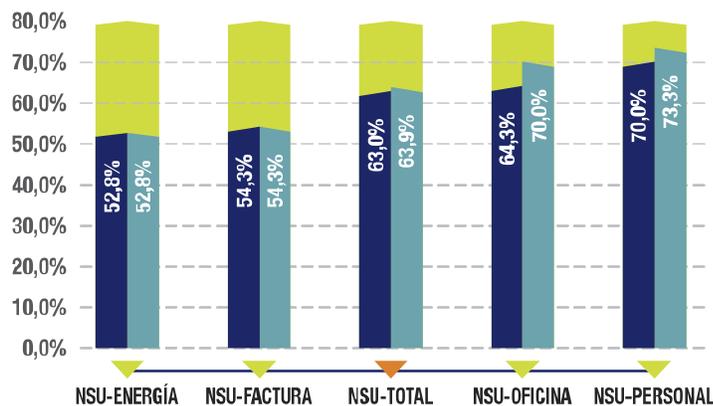
Se destaca de manera especial, el grado de satisfacción de nuestros usuarios respecto de las oficinas de servicio al cliente en relación con los horarios de atención, tiempo que demoran en ser atendidos, comodidad y ubicación al igual que el Personal que facilita la relación Empresa - Cliente en lo concerniente a su presentación personal, amabilidad, agilidad para la atención, conocimiento de los temas consultados y la facilidad de los tramites que se adelantan en la Empresa; denotándose con lo anterior la buena atención en general que se le brinda a nuestros clientes a pesar de los inconvenientes propios del servicio prestado.

Fue obtenido como resultado de satisfacción el 63,9%, el cual registra un aumento de 0,9% en términos absolutos; es decir, del 1,4% comparado con el Nivel de Satisfacción obtenido en el año inmediatamente anterior que fue de 63,0%; lo anterior, debido a que las dimensión evaluadas de energía y factura mantuvieron su calificación, lo cual denota que a la fecha los clientes consideran que estos no presentan las garantías suficientes en cuanto a la continuidad y la calidad del servicio prestado en la primera dimensión aludida y en la segunda por la presunta inexactitud de los cobros, pese a la calidad en el servicio prestado asociada además con el valor de la tarifa.

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

NIVEL DE SATISFACCIÓN DEL USUARIO - NSU

▶ 2013 ▶ 2014





5.12 Resultado de la Asistencia a Reuniones con Entes de Control y Comunidades

En el 2014, la Empresa asistió a diversas reuniones con los diferentes Entes de Control, fuerzas vivas de los municipios y comunidad en general con el fin de afianzar los lazos con la comunidad y poder conocer y darle solución a los inconvenientes que a nivel de comunidad se presentan.

A continuación, se muestra el resultado obtenido en los principales eventos:

- ▶ 1. **Ingenieros del Chocó:** Se suministró información correspondiente al plan de expansión de 34,5 kV y el plan de energización del Chocó, estrategias técnicas para mejorar la prestación del servicio, proyecto de construcción de una subestación nueva en Quibdó, proyectos de electrificación para comunidades indígenas, Refuerzo del Sistema de Transmisión Regional con otra línea 115 kV desde la Subestación Hispania a Quibdó, etapas y avances de Fase 1 (Interconexión Eléctrica Istmina - San Miguel).
- ▶ 2. **Jornada Defensoría en tu barrio:** DISPAC S.A. E.S.P. asistió de forma mensual a las jornadas realizadas por el Ente de Control, que contó con la presencia de diferentes empresas. Se visitaron barrios como la Cascorba, Kennedy, Villa España y la Aurora, con jornadas integrales de atención comunitaria en la cuales fueron atendidas las solicitudes y reclamaciones de los clientes, se dio sensibilización puerta-puerta sobre técnicas de ahorro de energía para disminuir costos en el valor de la facturación y se les informó de las diferentes actividades de carácter social que la empresa desarrolla .
- ▶ 3. **Jornada itinerante de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD:** Se realizaron en el año 2 mesas de trabajo y capacitaciones con las empresas del sector, usuarios y Entes de control, donde se fijaron lineamientos de trabajo y soluciones generales frente a las quejas de los usuarios.
- ▶ 4. **Municipio de Unión Panamericana:** Con el Personero del Municipio se realizó una jornada de atención masiva por las causales y detalles de los cobros pre-jurídicos; además de una revisión técnica, con el fin de depurar la base de datos con la verificación en terreno, sobre el estado actual de los inmuebles.
- ▶ 5. **Municipio de Novita, Condoto y Andagoya:** En estos municipios se desarrollaron jornadas de atención integral en las cuales se resolvieron las dudas frente a la prestación del servicio; se dio capacitación a los usuarios sobre uso del servicio y de igual forma se ejecutaron programas sociales como “DISPAC en tu Barrio”, “DISPAC te Recrea” y “Un Día en DISPAC”, donde se realizan talleres sobre la prestación del servicio y se premia el conocimiento de los temas socializados.
- ▶ 6. **Municipio de Istmina:** Se realizó la remodelación de red de baja tensión y ubicación de postes en el barrio Santa Genoveva por su gran crecimiento poblacional lo cual estaba generando unas conexiones irregulares que ponían en riesgo la seguridad de las personas.



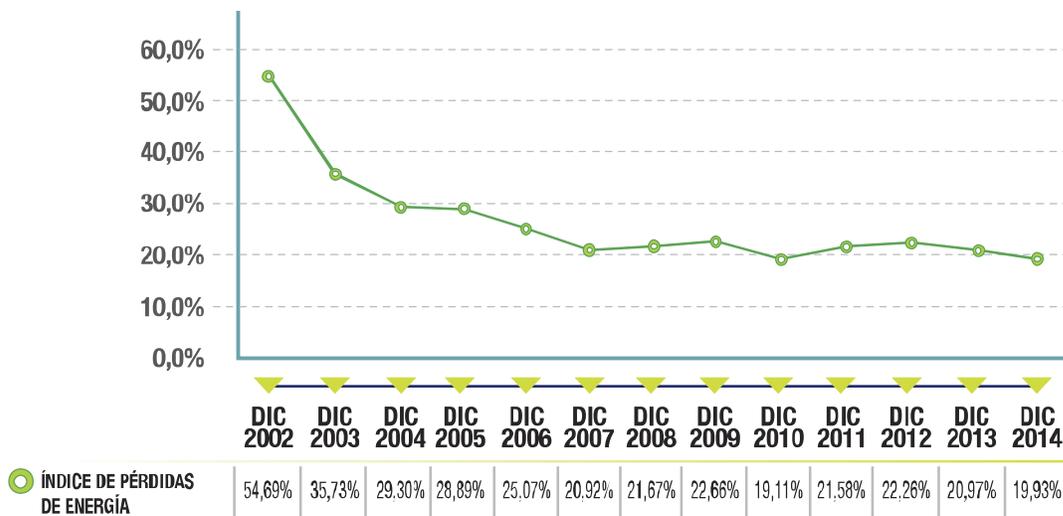
- ▶ 7. **Municipio de Paimadó:** Se ejecutaron proyectos como la remodelación de red de media tensión Quibdó - Villa Conto y Quibdó - San Isidro e inversión en red de baja tensión en los municipios de la Soledad.

5.13 Índice de Pérdidas de Energía Eléctrica

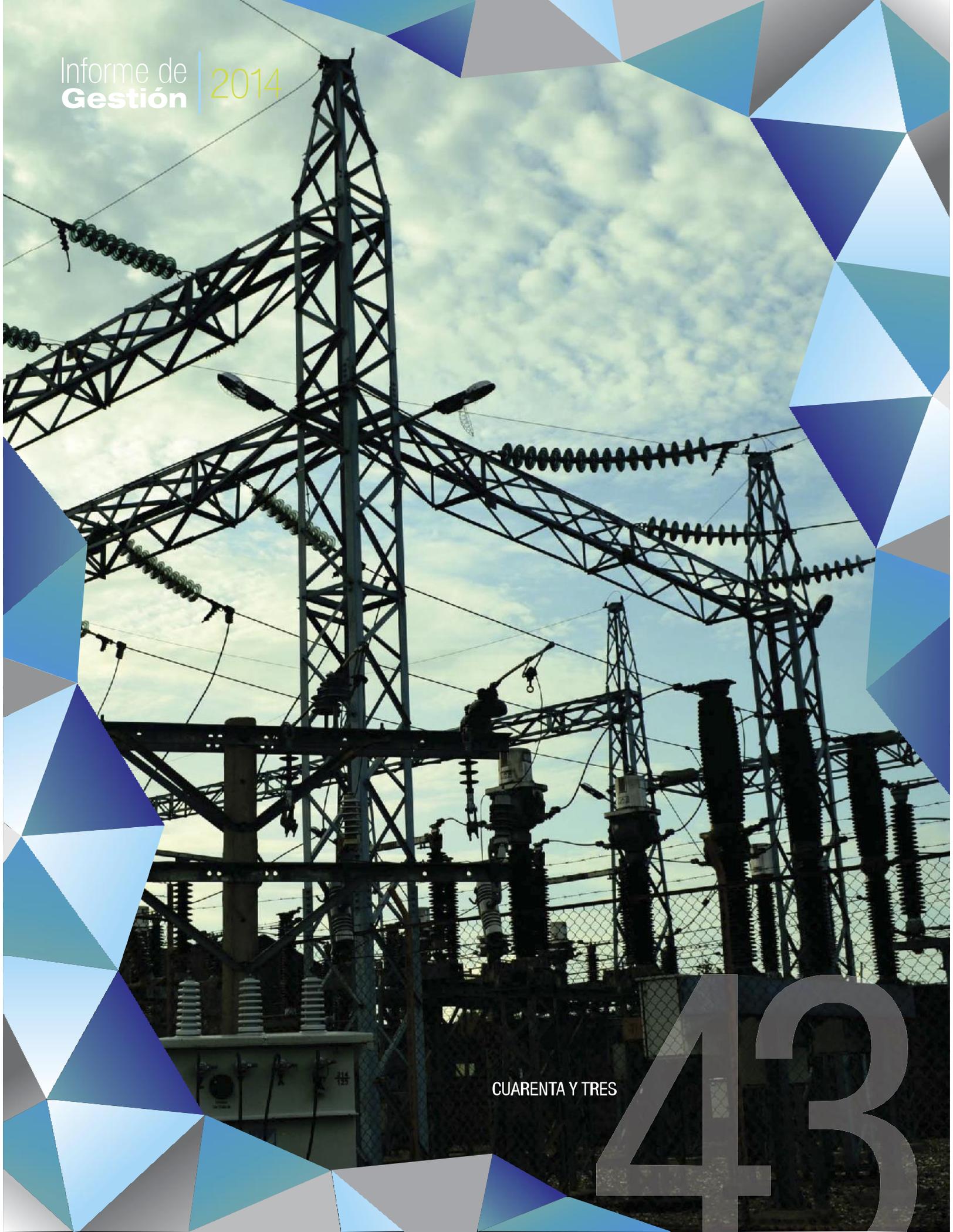
El Indicador de Pérdidas de Energía del Distribuidor a diciembre de 2014, se ubicó en el 19,93%, presentando una disminución de 1,41 puntos porcentuales; es decir, una variación del 4,96% frente al valor del mismo en el año 2013 que fue de 20,97%.

El comportamiento del promedio móvil del Indicador de Pérdidas del 2014, calculado conforme a lo establecido por la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 072 de 2002 hasta el año 2011 y con la metodología de la Resolución 172 de 2011 a partir del año 2012, se muestra en la siguiente gráfica:

EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ENTRE LOS AÑOS 2002 Y 2014



Dentro de los principales proyectos que se han venido adelantando con el objeto de reducir el Índice de Pérdidas de energía están: la instalación de equipos de Gestión y Medición remota, la intervención de circuitos con altas pérdidas, instalación de macromedición, revisión de clientes con desviaciones significativas o consumos bajos, revisión de clientes destacados, instalación de medidores convencionales, legalización de clientes con irregularidades o anomalías y remodelación de redes. Todas estas acciones han contribuido a que el nivel de pérdidas a pesar del crecimiento de la demanda de energía y la propensión al fraude por las altas tarifas, esté disminuyendo.



CUARENTA Y TRES

43



► 06 Gestión de Distribución

6.1 Operación y Mantenimiento

Dentro de los aspectos más destacados relacionados con el Sistema Eléctrico de DISPAC S.A. E.S.P., 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 con la supervisión y seguimiento por parte de la firma interventora del Contrato de Gestión.

Para los mantenimientos se realizaron compras de materiales por valor de \$399,0 millones y se ejecutaron labores de despeje y mantenimiento de los corredores de las líneas y redes.

6.2 Calidad del Servicio

La calidad del servicio medida en términos del tiempo de disponibilidad del mismo durante el año 2014, logró una continuidad promedio día de 23,84 horas que representa una disponibilidad del servicio del 99,33% de las horas del día.

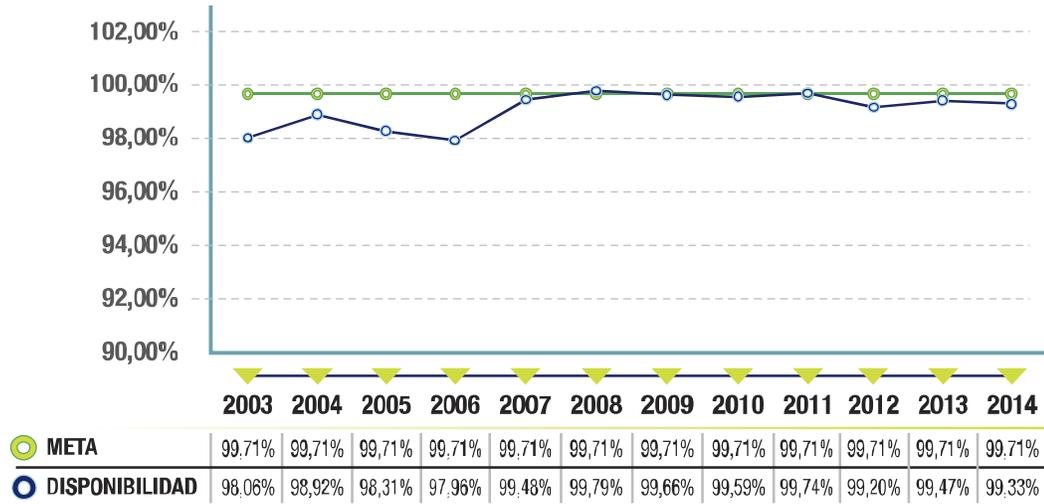
El valor logrado en el año 2014 fue ligeramente menor a la meta prevista del 99,71%. Especialmente se afectaron 6 municipios de la zona del San Juan, al estar indisponible la línea a 34,5 kV Cértegui - Istmina, que sirve de respaldo del servicio de energía a los usuarios de la región cuando la línea principal a 115 kV queda indisponible.





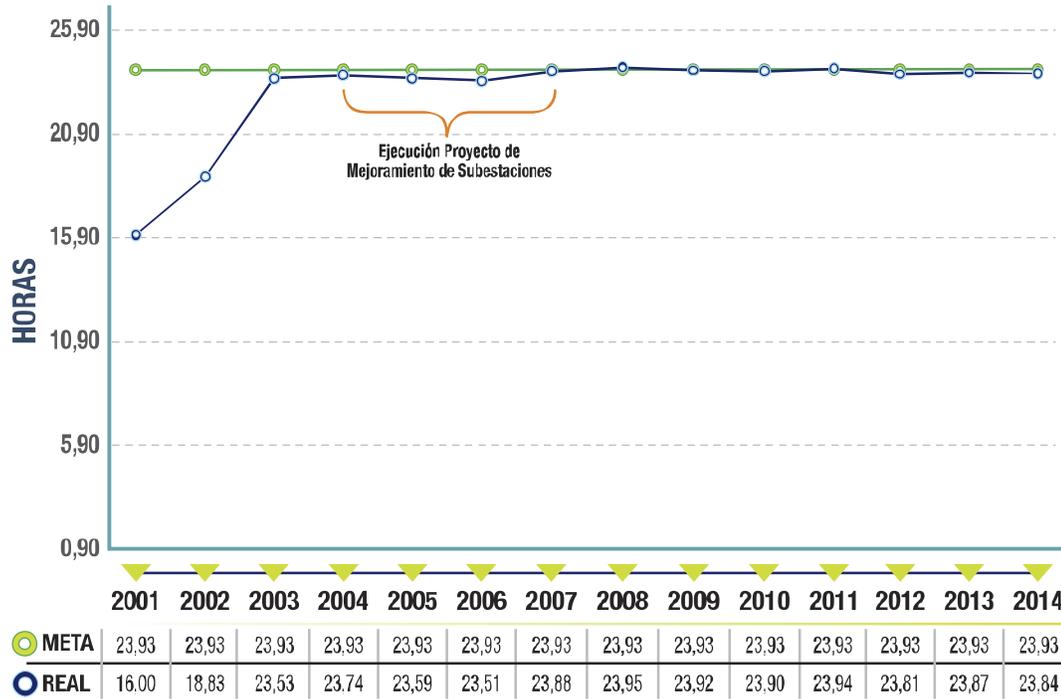
En la siguiente gráfica se presenta la evolución promedio de la disponibilidad del sistema eléctrico interconectado del Departamento del Chocó en el periodo 2003-2014:

DISPONIBILIDAD PROMEDIO DE LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ENTRE LOS AÑOS 2003 Y 2014



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:

DISPONIBILIDAD PROMEDIO DE LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN HORAS DÍA ENTRE LOS AÑOS 2001 Y 2014





Otro indicador que está relacionado con la calidad del Servicio de energía eléctrica prestado, es el porcentaje de Energía No Suministrada - ENS, la cual se viene midiendo a partir del año 2012 cuando alcanzó un porcentaje de 0,97 y ha disminuido paulatinamente, hasta llegar al 0,52% como se muestra en el siguiente cuadro.

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA ENTRE 2012 Y 2014

AÑO	DEMANDA MWh	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	
		MWh	%
2012	186.553,5	1.814,0	0,97%
2013	193.315,3	1.149,0	0,59%
2014	204.634,8	1.061,0	0,52%

6.3 Inversiones del año 2014

Para la vigencia 2014, en el Presupuesto de Gastos fueron incluidos recursos por \$38.245,1 millones en el Rubro de Inversión; sin embargo, en el mes de julio de 2014 ante el incremento del precio de la energía eléctrica en la Bolsa, y el nivel de cobertura del suministro de la energía de tan solo el 43% para el período agosto - diciembre de 2014, se hizo necesario solicitar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público autorizar un traslado presupuestal por valor de \$7.000 millones del rubro de Inversión al Rubro de Operación Comercial para cubrir los pagos por compras en la Bolsa y el otorgamiento de garantías al Mercado de Energía Mayorista.

En julio 30 de 2014 mediante Resolución 0028 de 2014, el Director General del Presupuesto Público Nacional autorizó el traslado solicitado, con lo cual el rubro de inversión quedó en \$31.245,1 millones de los cuales durante la Vigencia Fiscal 2014 se realizaron compromisos por \$25.080,8 millones; es decir, un 80,3% del presupuesto asignado. Del total de dichos recursos, se hicieron pagos en el año 2014 por \$18.511,6 millones que representan el 73,8% del valor comprometido, en tanto las cuentas por pagar quedaron en \$6.559,2 millones.

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

PRESUPUESTO DE GASTOS DE INVERSIÓN DE LA VIGENCIA FISCAL 2014

PROYECTO	VALOR ASIGNADO MILLONES \$	VALOR EJECUTADO	
		MILLONES \$	%
Reducción de Pérdidas de Energía	7.032,5	7.016,6	99,8%
Modernización Subestaciones y Mejoramiento de Regulación de Voltaje	1.777,9	769,9	44,8%
Reposición de Infraestructura	2.533,8	2.525,0	99,7%
Estudios Técnicos	292,9	244,5	83,5%
Sistema de Gestión de la Distribución	1.575,7	1.573,5	99,9%
Sistemas de Información	369,9	204,2	55,2%
Proyecto de Interconexión	10.457,0	10.457,0	100,0%
Remodelación Redes de Distribución	2.305,4	2.246,2	97,4%
TOTAL	26.345,1	25.063,9	95,1%
Transmisión	4.900,0	16,9	0,3%
TOTAL	31.245,1	25.080,8	80,3%



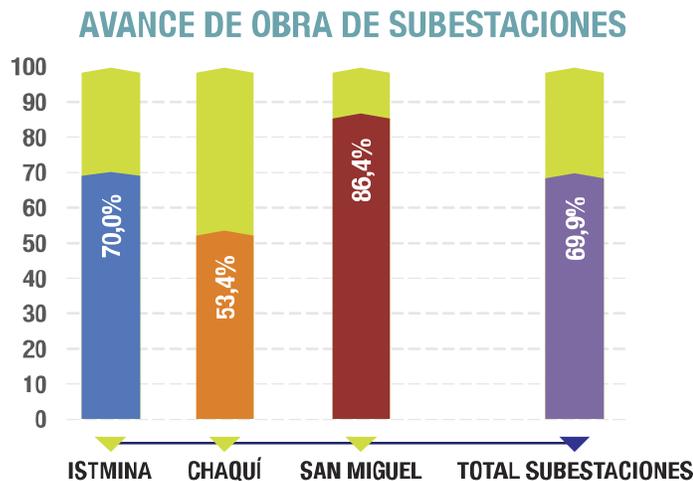
6.4 Proyecto de Interconexión Fase 1

El Gobierno Nacional mediante documento CONPES 3600 de 2009 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 CHOCHÓ”, con una inversión inicial 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 de los Municipios de Istmina y Medio San Juan, para atender 2.243 clientes.

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 clientes.

La Fase 1 se encuentra en construcción y a diciembre de 2014 se contaba con un avance de las obras civiles y montaje electromecánico del 79,9%, con el siguiente avance por subestación:



Fuente: Interventoría Técnica

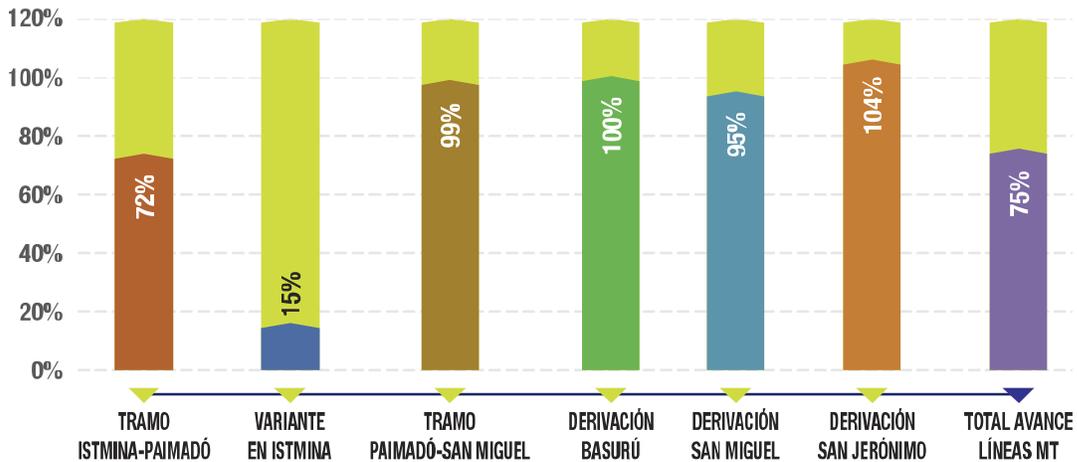
Las obras asociadas a las subestaciones Istmina y San Miguel se encuentran en un gran avance de ejecución; el menor avance en la subestación Chaquí obedece al cambio de ubicación de la subestación Paimadó a Chaquí, lo que implicó a diciembre un menor avance en las obras civiles.





Las Líneas de Media Tensión y Derivaciones alcanzaron el 75% a diciembre de 2014; en algunos tramos y derivaciones, ha sido necesario ajustar el trazado de las líneas de media tensión debido a la falta de acuerdo con los propietarios de algunos lotes, en particular en la variante de la salida de la subestación Istmina.

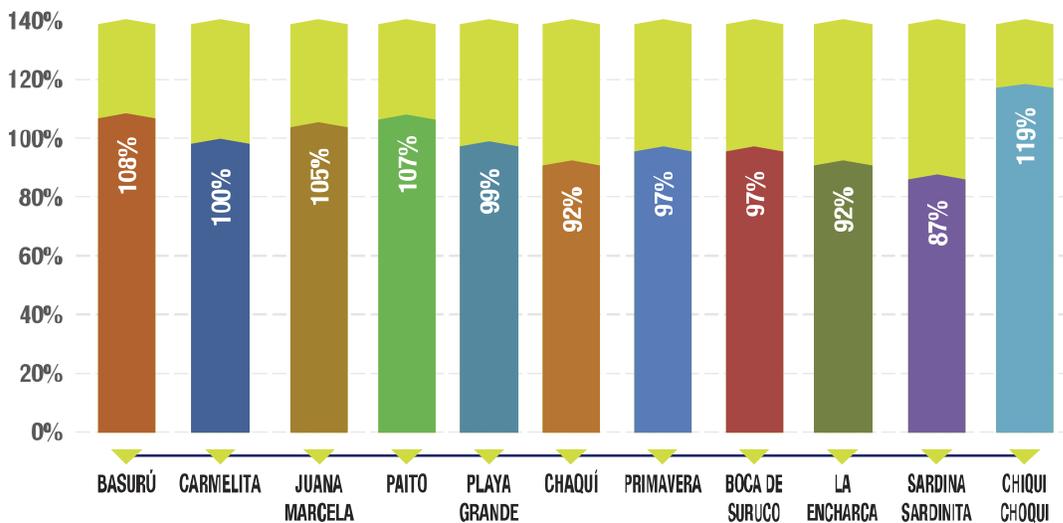
AVANCE DE OBRA DE LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN



Fuente: Interventoría Técnica

Las redes de baja tensión están prácticamente terminadas para once corregimientos del municipio de Istmina y nueve corregimientos del municipio del Medio San Juan, que beneficiará a 2.580 usuarios, concentrados en un 67.0% en los corregimientos del municipio del Medio San Juan:

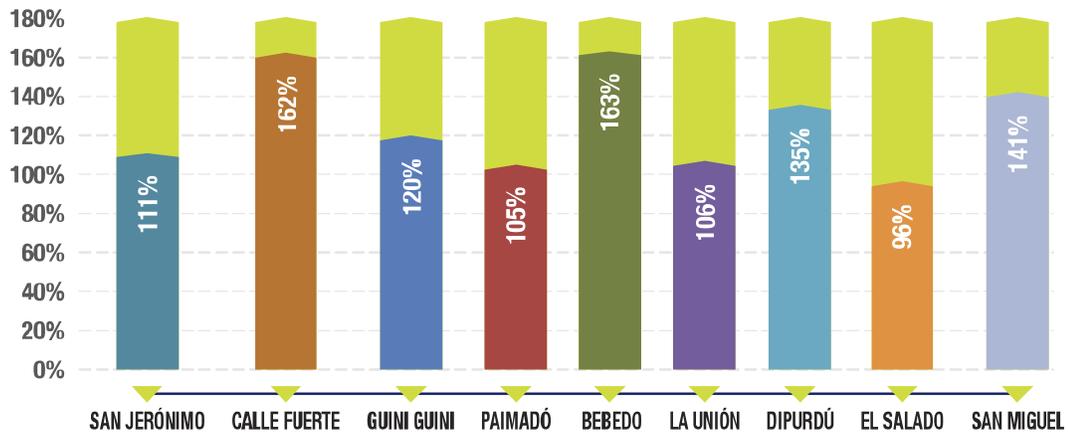
AVANCE DE OBRA DE BAJA TENSIÓN CORREGIMIENTOS DEL MUNICIPIO DE ISTMINA



Fuente: Interventoría Técnica



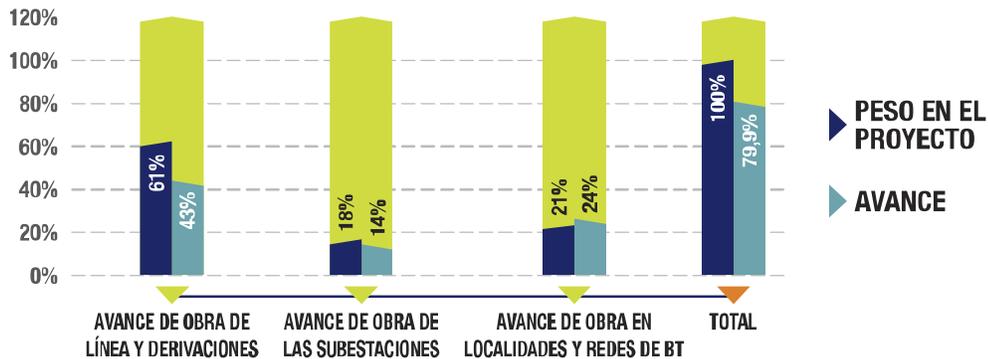
AVANCE DE OBRA DE BAJA TENSIÓN CORREGIMIENTOS DEL MUNICIPIO DE MEDIO SAN JUAN



Fuente: Interventoría Técnica

El avance de las obras del proyecto Fase 1 a diciembre de 2014 fue de 79,9%, que se discrimina en sus tres componentes principales y peso dentro del proyecto:

AVANCE DEL PROYECTO DICIEMBRE DE 2014



Fuente: Interventoría Técnica

Las fuentes de recursos para la ejecución del proyecto fueron \$13.000 millones del Fondo Nacional de Regalías - FNR, \$11.000 millones del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales FAER, y recursos propios de DISPAC S. A. E.S.P. \$9.124 millones. Con estos recursos se han cubierto: I) las obras del proyecto como materiales y mano de obra, II) interventoría Administrativa y Financiera del FNR, III) Interventoría técnica, IV) suministros, diseños y administración Delegada ISA, V) lotes de subestaciones, VI) los convenios con Cocominsa, Codechocó y Acadesan, VII) pólizas, VIII) Gastos Administrativos de DISPAC S.A. E.S.P.

Es importante mencionar que a lo largo del desarrollo del proyecto se han presentado imprevistos que afectaron el programa de ejecución de las obras, originados por los tiempos de la contratación, 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.



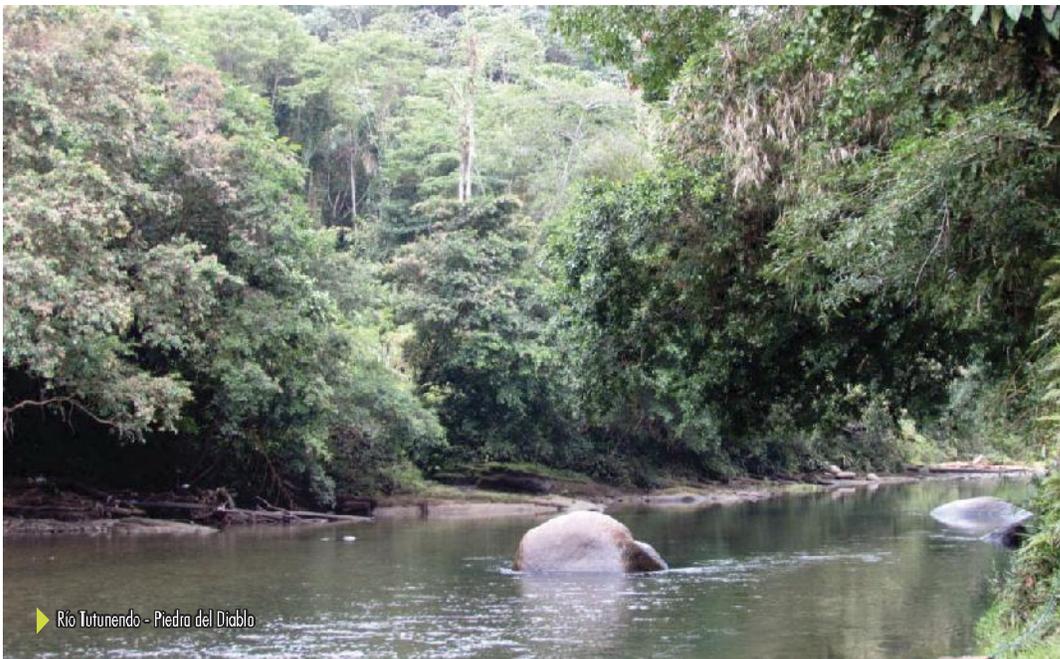
6.5 Proyecto del Refuerzo del Sistema de Transmisión Regional - STR

Como se establece en el Plan de Expansión de Referencia de Generación - Transmisión 2014 - 2028 para el área Antioquia - Chocó, ante contingencias del transformador de la Subestación La Virginia de 90 MVA o 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 S.A. E.S.P. por la limitación de capacidad de transporte de la actual línea 115 kV Bolombolo - Barroso - El Siete - Huapango, para atender la evolución de la demanda actual y la entrada de nuevas expansiones del sistema.

Como parte de la solución de esta situación, se formuló el proyecto de construcción de un nuevo circuito 115 kV de 103 km entre la subestación Hispania de propiedad de EPM y una Nueva Subestación en Quibdó que será de maniobra. Esta subestación Nueva Quibdó, motivada por el atrapamiento que presenta la Subestación Huapango en su ubicación por viviendas y limitaciones de espacio para expansión eléctrica.

La subestación Nueva Quibdó tendrá una capacidad de 15 MVA a 115/34,5 kV y compensación capacitiva de 35 MVAR en tres pasos. La subestación permitirá llegar a los municipios de Yuto y Lloró a 34,5 kV con mejor servicio y capacidad de expansión.

El proyecto de Refuerzo del STR DISPAC S.A. E.S.P. contó con la aprobación de la UPME en comunicaciones UPME 20141500076511 y UPME 20141500001651 para que entre en operación en el segundo semestre de 2017. Se evalúa que la Subestación Nueva Quibdó se conectará a 115 kV con la línea Cértegui - Huapango (abriendo el módulo de línea a 115 kV de Huapango) o conectándose a la línea El Siete - Huapango a 115 kV.



▶ Río Tutunendo - Piedra del Diablo



CINCUENTA Y UNO

51



▶ 07 Gestión

Administrativa y Financiera

DISPAC S.A. E.S.P. ha llevado al siguiente nivel su sistema de Gestión de la Calidad, certificado desde 2006, convirtiéndolo en una herramienta integral para la gestión de los recursos ambientales, la salud y la seguridad de todos sus colaboradores. Liderado por el Grupo de Gestión HSEQ, Gestión del Talento Humano, Logística y Almacén de la Subgerencia Administrativa y Financiera, con la participación y compromiso de todos los procesos, en 2014, la empresa recibió el reconocimiento del Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico - CIDET, que otorgó las certificaciones bajo las normas ISO14001 y OHSAS 18001 en Gestión Ambiental, Salud y Seguridad Laboral.

La Subgerencia Administrativa y Financiera como macroproceso de soporte por excelencia, cuenta con un grupo Financiero conformado por: Contabilidad, Presupuesto y Tesorería. Un bloque administrativo conformado por: Almacén, Logística y Archivo; y un grupo de Gestión integrado por: Gestión del Talento Humano y Gestión Integral (HSEQ). Todos ellos engranaje vital para que los procesos misionales o “core” de DISPAC S.A. E.S.P. sigan creciendo.





7.1 Gestión Financiera:

Los esfuerzos adelantados por la Empresa para el mejoramiento de los sistemas de información a partir de la implementación de SAP, implicaron adicionalmente durante las últimas vigencias, todo un cambio estructural en los procedimientos y cronogramas operativos de los procesos presupuestal, contable y de tesorería y su interacción con los de almacén y las áreas operativas de proyectos y licitaciones. Dichos cambios, han permitido la dinamización de los trámites internos y facilitado la presentación de información financiera de manera más precisa y oportuna. Consientes de todo el provecho adicional que puede extraerse de estas herramientas, al cierre de la vigencia, es alto el grado de madurez que tanto el equipo humano de DISPAC S.A. E.S.P. como sus nuevas herramientas han alcanzado.

A nivel de compromisos en la entrega oportuna de información contable y financiera, la Empresa ha presentado sin ningún inconveniente con opiniones limpias los conceptos contables y de Costos ABC por parte de la Revisoría Fiscal y de la Auditoría de Costos AOM.

Se destaca durante la vigencia, la gestión oportuna del Crédito de Inversión aprobado por Bancolombia desde el 2013, cuyo trámite ante los Ministerios implicó una serie de procedimientos y estructuración para habilitar su desembolso. Dicho crédito, está orientado exclusivamente al apalancamiento de proyectos de inversión tan importantes como la Reducción de Pérdidas y la reposición de la línea 115 kV desde Bolombolo - Quibdó; cuyo primer desembolso para la inversión en pérdidas fue liberado en el último trimestre de 2014.

Al cierre de la vigencia y en cumplimiento a la normatividad vigente, se llevó a cabo el inventario y avalúo de activos fijos por parte de una firma especializada. Esta ha suministrado valoración actualizada, por componentes y unidades constructivas para el registro contable de la información, acorde a las resoluciones CREG y las Normas Internacionales de Contabilidad NIIF; estas últimas para inicio de aplicación en 2015.





7.2 Gestión del Talento Humano:

A partir de la medición del Clima Organizacional aplicado al equipo de trabajo del Gestor, se identificaron los aspectos de alta relevancia y se gestionaron sus acciones correctivas y preventivas a nivel individual y grupal. Tanto el resultado de esta medición, como los análisis de las diferentes acciones preventivas y correctivas requeridas por el Sistema de Gestión Integral, fueron fundamentales para la aplicación de programas de bienestar para el trabajador, cuya incorporación está contemplada en Plan Estratégico Corporativo, de las que se pueden destacar:

- ▶ Facilidad de Crédito de Libre Inversión superior a \$300.000 a través de mecanismos de libranza cómodos y de largo plazo.
- ▶ Otorgamiento de seguros de vida para todo el personal del gestor, con amparos por muerte y hospitalización.
- ▶ Implementación de programas de salud y sano esparcimiento familiar, a través de jornadas deportivas tales como la **Maratón 5k DISPAC - 2014**, la cual en su primera edición conto con la participación de cerca de 100 de nuestros colaboradores y sus familiares.



A nivel de formación y capacitaciones, en 2014 se fortalecieron los contenidos y la frecuencia de las charlas y talleres relacionados con los aspectos de Salud Ocupacional, Seguridad Industrial y Manejo Ambiental más sensibles en nuestro Sistema Integral. Adicionalmente, se implementó la política de socialización y transferencia de conocimientos, para aprovechar las experiencias obtenidas por el personal de todos los procesos, que se desplazan a capacitaciones externas.

Entre los temas más relevantes se destacan:

- ▶ Consejo Colombiano de Seguridad - Charlas Técnicas y Actualizaciones, Grupo HSEQ y Talento Humano.
- ▶ Mercado de Energía - Compañía Expertos en Mercados XM, Grupo Comercial y Financiero.
- ▶ Jornadas de Capacitación en Actualización Tributaria DIAN, Grupo Financiero.
- ▶ Taller de Medios Magnéticos e Información Exógena - CETA, Grupo Contable.
- ▶ Congreso Nacional de Derecho Administrativo y Servicios Públicos - Grupo Jurídico.
- ▶ Supervisión y Control de Contratos Estatales - Grupo Distribución y Jurídica.
- ▶ Seminario Internacional de Análisis de Eventos y Protecciones, Grupo Operación y Mantenimiento.
- ▶ Visita técnica a proveedor de medición integrada, Chen Zhen - China, Grupo Comercial y Control de Energía.



7.3 Gestión Integral del HSEQ:

En cumplimiento a lo establecido en la Planeación Estratégica 2013 - 2018 y considerando no solo el nivel de madurez de los programas y planes de Salud, Seguridad y Gestión Ambiental implementados, así como la firme disposición de DISPAC S.A. E.S.P. y el Gestor por poner a disposición los recursos necesarios para llevar el actual sistema de Gestión de Calidad a su nivel de Integral, durante el segundo y tercer trimestre de 2014 se llevó a cabo el proceso de certificación de la normas ISO 14001 y OSHAS 18001, cuyo satisfactorio éxito puso en el camino de la mejora continua las políticas, responsabilidades y obligaciones de DISPAC S.A. E.S.P. a través del Gestor, de velar por la Salud y Seguridad de sus trabajadores y por el adecuado aprovechamiento de los recursos naturales.

Este logro que fue validado por el CIDET, como organismo por excelencia en materia de investigación y desarrollo del sector, posiciona a la empresa no solo como la pionera en Gestión Integral del Departamento del Chocó, sino que la ubica en el grupo de las Empresas de Energía y servicios públicos del país que se preocupan por la sostenibilidad del medio ambiente y por el bienestar del recurso humano.

El reto para este grupo de trabajo y para todo el personal, sin importar su nivel o rango, es mantener y mejorar las condiciones de seguridad, los hábitos de salud y la preocupación por lo recursos que los rodean. El primer seguimiento del Sistema Integral se llevará a cabo en 2015 donde todas las herramientas implementadas deberán demostrar la madurez que han alcanzado y los frutos obtenidos en materia de gestión.

7.4 Gestión de Almacén y Logística:

Adicional al apoyo y compromiso general mostrado en el proceso de implementación y certificación del Sistema de Gestión Integral, los grupos de Logística y Almacén lideraron actividades de alto impacto como:

El mejoramiento de espacios para disposición de residuos tanto sólidos como peligrosos. Para ellos se dispuso de puntos de acopio en sedes administrativas, almacén y subestaciones lo cual no solo demandó una importante inversión económica sino la implementación de mecanismos para el control y mantenimiento del sistema.

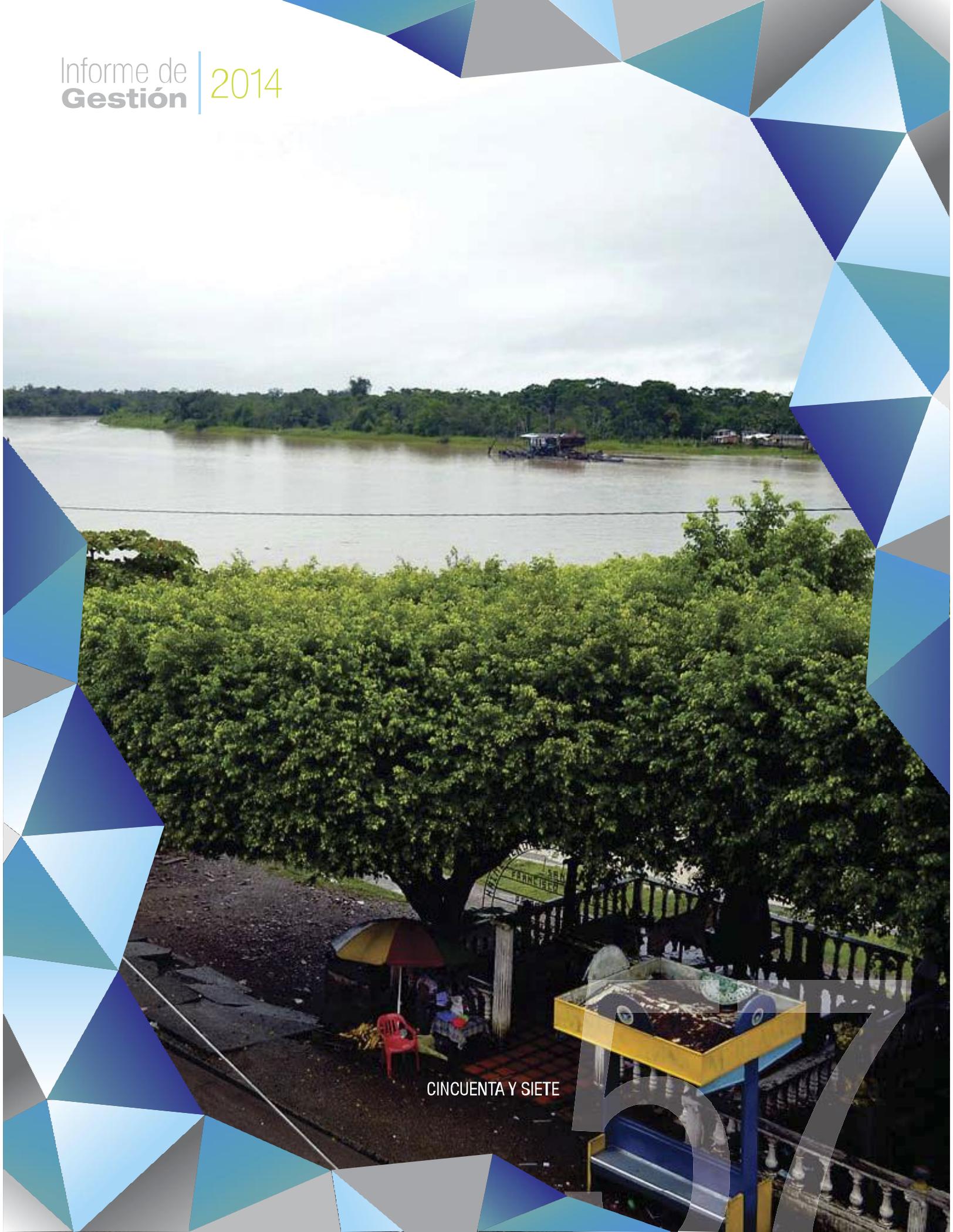
De igual forma fueron necesarias inversiones en los vertimientos de aguas de escorrentía y residuales. Esta última requirió la instalación de pozos sépticos en Subestaciones y trampas de grasa, cárcamos y canalizaciones en el Almacén.

Al cierre de la vigencia se adelantó el proceso de baja de material desmontado de líneas y redes para el cual se abrió un proceso de oferta pública, adjudicado al interesado que cumpliera requisitos contractuales y mejor oferta económica. Este procedimiento no solo cumplió con toda la normatividad aplicable en materia ambiental sino que reportó ingresos por excedentes a la empresa por aproximadamente \$130.000.000 millones.

Adicionalmente permitió cumplir con acciones de mejoramiento establecidas en materia de seguridad industrial, permitiendo el ordenamiento de los espacios en bodega y la fácil transición a un nuevo espacio de almacenamiento de materiales, con las condiciones mínimas requeridas.

CINCUENTA Y SEIS

56



CINCUENTA Y SIETE



► 08 Responsabilidad Social Empresarial - RSE

Durante el año 2014 DISPAC S.A. E.S.P., siguiendo los lineamientos del plan de RSE aprobado para la vigencia dio continuidad a la realización de actividades enmarcadas dentro de los programas de Responsabilidad Social Empresarial con una inversión de \$444.5 millones desarrollando las siguientes actividades:

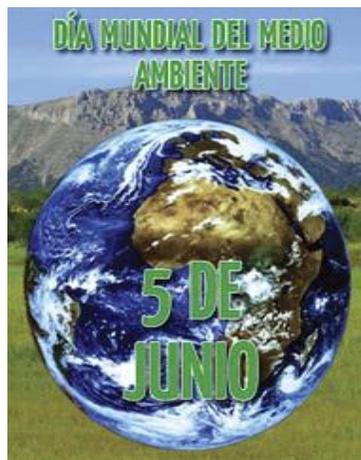
Un día en DISPAC: Visita a las instalaciones de la empresa, de estudiantes destacados de diferentes instituciones de la ciudad de Quibdó, donde se les enseñó y el funcionamiento interno de la misma, luego fueron llevados a las instalaciones del centro recreacional

Comfachocó para ofrecerles un almuerzo y una tarde de sano esparcimiento con recreación dirigida, actividad que crea un vínculo cercano entre la empresa y las familias chocoanas y aumenta la fidelización de los clientes.





DISPAC en tu Barrio: Esta actividad se desarrolla en barrios y comunidades de las zonas Atrato y San Juan. Tiene como objetivo brindar capacitación en diferentes temas derivados de la prestación del servicio y generar un espacio de concertación y dialogo con los usuarios, para conocer y atender las diferentes problemáticas asociadas a la prestación del servicio; al finalizar la jornadas se rifan electrodomésticos entre los asistentes.



Celebración y conmemoración de fechas importantes: DISPAC S.A. E.S.P. reforzó su presencia institucional en las festividades Franciscanas y en el desfile realizado en el municipio de Condoto en conmemoración del día del Medio Ambiente. Realizó un acto de celebración por el día internacional de la niñez a la población infantil del municipio de Quibdó, entre otros.



Apoyo económico al equipo profesional de baloncesto "Cimarrones del Chocó": en el 2014 DISPAC S.A. E.S.P., fue la patrocinadora oficial del equipo de baloncesto Los Cimarrones, los cuales lograron la medalla de Oro, resaltando la imagen institucional y la percepción de DISPAC en todos los habitantes del departamento del Chocó.





Realización de la Actividad DISPAC en tu Municipio: DISPAC S.A. E.S.P. hizo presencia en actividades culturales realizadas en los municipios de Yuto, Lloró, Paimadó, Cantón de San Pablo, Unión Panamericanita, Cértegui y Quibdó, donde hubo participación masiva de asistentes en todos los municipios; los eventos fueron amenizados por artistas locales y se realizaron rifas de electrodomésticos entre todos los usuarios asistentes.

Otras actividades en las que trabajó DISPAC S.A. E.S.P. para consolidar y mejorar la imagen frente a la comunidad fueron: realización del primer torneo de fútbol “Copa DISPAC”, producción de medios impresos promocionales, alquiler de espacio televisivo, suscripción de contratos con medios de

comunicación local de alto impacto de las zonas Atrato y San Juan, realización de Jingles institucionales, realización de novenas navideñas y distribución de juguetes a la población infantil de Áreas Rurales y Barrios Subnormales:



SESENTA Y UNO

61



► 09 Gestión

Legal

A diciembre del año 2014, el número de procesos judiciales vigentes en contra de DISPAC S.A. E.S.P. era de 34, 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 \$15.485,3 millones como lo muestra el siguiente cuadro:

PROCESOS EN CONTRA DE DISPAC QUE CURSAN A FINALES DEL AÑO 2014

TIPO DE ACCIÓN	CANTIDAD	RIESGO DEMANDA	CUANTÍA DEMANDA (MILLONES \$)	VALOR PROVISIÓN (MILLONES \$)
Reparación Directa	15	Alto-Medio	9.110,0	440,0
Responsabilidad Civil Extracontractual	11	Alto-Medio-Bajo	3.806,0	466,3
Acción de Grupo	2	Medio	1.585,8	0,0
Demanda de Servidumbre	3	Medio	620,0	41,5
Ordinario Laboral	1	Medio	250,0	180,0
Acción Ordinaria Civil	1	Bajo	15,0	0,0
Ordinario Contractual	1	Medio	98,5	0,0
TOTAL	34		15.485,3	1.127,8

Para los procesos con riesgo procesal medio y alto para DISPAC S.A. E.S.P. y considerando las particularidades de cada caso, se realizó por parte de la Oficina Jurídica una provisión a diciembre de 2014 del orden de los \$1.127,8 millones.

En 2014 se instauraron 10 tutelas, es decir, 6 menos que las presentadas en 2013 como lo muestra el siguiente cuadro:

TUTELAS INSTAURADAS EN LOS AÑOS 2013 Y 2014

DERECHOS	2014	2013
Petición	6	14
Debido Proceso	2	1
Vida	0	1
Paz	1	0
Violación Derechos Fundamentales	1	0
TOTAL	10	16

Del total de tutelas instauradas en contra de DISPAC S.A. E.S.P. en 2014, una fue procedente como lo muestra el siguiente cuadro:

TUTELAS PROCEDENTES E IMPROCEDENTES AÑOS 2013 Y 2014

FALLOS	2014	2013
Procedentes	1	3
Improcedentes	8	12
En Trámite	1	1
TOTAL	10	16



SESENTA Y TRES

63



► 10 Gestión

Presupuestal

10.1 Presupuesto de Ingresos de la Vigencia 2014

El presupuesto de Ingresos aprobado por el CONFIS y refrendado por la Junta Directiva aprobado para la vigencia fiscal correspondiente al año 2014 ascendió a los \$111.126,7 millones. El valor del recaudo de ingresos del año 2014 se ubicó en el orden de los \$95.031,9 millones que corresponden a un 85,5% del valor presupuestado.

La Disponibilidad Inicial presupuestada para el año 2014 era de \$20.564,2 millones; sin embargo, la real fue de \$11.652,9 millones debido principalmente porque a finales del año 2013 se esperaba el ingreso de parte de los recursos por valor de \$8.299,2 de aporte pendiente del Fondo Nacional de Regalías al Proyecto de Interconexión. Así mismo, se tenía previsto que antes de finalizar el año 2013 se obtuviese el giro de los recursos pendientes por valor de \$1.100 millones del FAER con destino al proyecto en mención.

La mayor ejecución por venta de servicios al usuario final obedece principalmente a que hubo un crecimiento en el valor facturado a los clientes por efecto del alto precio de compra en el año 2014, a partir del mes de mayo de 2014.

En los otros ingresos de explotación se encuentra que la ejecución superó el 100% de lo presupuestado, debido a que en el año 2014 se logró una negociación con Empresas Públicas de Medellín, que permitió a DISPAC S.A. E.S.P. el ingreso neto de unos \$1.400,0 millones por concepto del uso de infraestructura compartida de nivel de tensión 4 que hace EPM entre Bolombolo y Ciudad Bolívar de la línea 110 kV Bolombolo - Quibdó.



► Vista del Malicón desde el Atrato



En el siguiente cuadro se muestra el presupuesto de ingresos del año 2014.

PRESUPUESTO DE INGRESOS DE LA VIGENCIA 2014

CONCEPTO	Presupuesto (Millones \$)	Recaudos (Millones \$)	Ejecución (%)
Disponibilidad Inicial	20.564,2	11.652,9	56,7%
Ingresos Corrientes	68.989,8	77.048,2	111,7%
Ingresos de Explotación	54.243,6	55.921,3	103,1%
Venta de Servicios a Usuario Final	40.038,7	40.752,6	101,8%
Otros Ingresos de Explotación	14.204,9	15.168,7	106,8%
Aportes	14.014,0	20.583,7	146,9%
Aportes de la Nación	14.014,0	20.583,7	146,9%
Otros Ingresos Corrientes	732,2	543,2	74,2%
Otros Ingresos	252,2	98,9	39,2%
Comisión por Recaudo a Otras Entidades	480,0	444,3	92,6%
Ingresos de Capital	21.572,7	6.330,8	29,3%
Recuperación de Cartera	1.200,0	1.042,3	86,9%
Rendimientos Financieros	372,7	288,5	77,4%
Sector Financiero	20.000,0	5.000,0	25,0%
Total Ingresos	90.562,5	83.379,0	92,1%
Total Ingresos + Disponibilidad Inicial	111.126,7	95.031,9	85,5%

Al finalizar el año 2014 quedaron cuentas por cobrar por valor de los \$2.345,2 millones correspondientes al último giro del aporte por \$13.000,0 millones del Fondo Nacional de Regalías - FNR, para el Proyecto de Interconexión denominado Fase 1 que interconecta localidades y corregimiento en el Medio San Juan.

Por parte del Ministerio de Minas y Energía, quedaron pendiente de pago por concepto de subsidios otorgados en 2014 a los clientes de DISPAC S.A. E.S.P., recursos de \$2.099,6 millones.

10.2 Presupuesto de Gastos de la Vigencia 2014

En lo que se refiere al presupuesto de gastos de la vigencia 2014, se tenían aprobados recursos por \$111.126,7 millones de los cuales \$2.038,8 millones corresponden a la disponibilidad final y \$109.087,9 millones a gastos de la vigencia 2014, de este último valor se comprometieron recursos por \$96.281,7 millones es decir, un 88,3% de lo presupuestado.

Del total de compromisos adquiridos se realizaron pagos en el año 2014 por \$83.368,4 millones equivalentes al 86,6%, quedando cuentas por pagar de \$12.913,3 millones.



En el cuadro siguiente se muestra la ejecución del presupuesto de gastos de la vigencia 2014.

PRESUPUESTO DE GASTOS DE LA VIGENCIA 2014

CONCEPTO	Presupuesto [Millones \$]	Compromisos [Millones \$]	Pagos [Millones \$]	Compromisos vs. Presupuestos [%]	Pagos vs. Compromisos [%]
Gastos de Funcionamiento	6.284,7	5.286,3	5.221,4	84,1%	98,8%
Gastos de Personal	1.229,4	898,1	898,1	73,1%	100,0%
Gastos Generales	4.122,6	3.774,8	3.709,9	91,6%	98,3%
Transferencias Corrientes	932,7	613,4	613,4	65,8%	100,0%
Gastos de Operación Comercial	70.586,2	65.794,6	59.515,4	93,2%	90,5%
Compra de Servicios para la Venta	46.520,0	43.493,4	41.951,6	93,5%	96,5%
Gastos de Producción	21.666,2	19.901,2	15.163,8	91,9%	76,2%
Otros Gastos de Producción	2.400,0	2.400,0	2.400,0	100,0%	100%
Deuda Pública	971,9	120,0	120,0	12,3%	100%
Servicio de la Deuda Interna	971,9	120,0	120,0	12,3%	100%
Programas de Inversión	31.245,1	25.080,8	18.511,6	80,3%	73,8%
Total Gastos	109.087,9	96.281,7	83.368,4	88,3%	86,6%
Disponibilidad Final	2.038,8	5.494,1	-	269,5%	-
Total Gastos + Disponibilidad Final	111.126,7	101.775,8	83.368,4	91,6%	81,9%

En lo que respecta a gastos de Funcionamiento la ejecución del año 2014 fue de \$5.286,3 millones es decir del 98,8%, valor muy cercano al presupuestado.

El presupuesto inicial aprobado de Gastos de Operación Comercial era de \$63.586,2 millones, sin embargo por el alto precio de compra de energía del año 2014, se hizo necesario solicitar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público la aprobación de un traslado de \$7.000,0 millones del rubro de gastos de inversión al de Gastos de Operación Comercial, aprobándose en el mes de julio.

Los compromisos en el rubro de Gastos de Operación en 2014 fueron de \$65.794,6 millones es decir de un 90,5% del valor presupuestado. Esto debido en parte a que para el período agosto - diciembre de 2014, se logró cobertura en el contrato del 43% de la demanda estimada para este período, lo cual redujo la exposición a la Bolsa de Energía.

Para cubrir el servicio de la deuda se apropiaron recursos por valor \$971,9 millones para cubrir el valor de los intereses de los desembolsos por valor \$20.000 del crédito aprobado a DISPAC S.A. E.S.P. por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público por valor de \$35.000,0 millones destinados para inversiones en proyectos de reducción de pérdidas de energía por \$5.000,0 millones y al Proyecto de Reforzamiento del STR por \$30.000,0 millones. Durante el año 2014 solo se requirió del desembolso de los recursos para inversiones en reducción de pérdidas de energía con lo cual el valor ejecutado por servicio de deuda fue de \$120,0 millones, es decir el 12,3% de lo presupuestado.

Los gastos de inversión de la vigencia 2014 luego del traslado de \$7.000 millones fueron de \$31.245,1 millones de los cuales se comprometieron \$25.080,8 millones, es decir el 80,3% y se pagaron \$18.511,6 millones que equivalen al 73,8% de los compromisos adquiridos. En este rubro no se comprometieron los \$4.900,0 millones previstos para dar inicio en el año al proyecto de refuerzo del Sistema de 115kV, el cual se ejecutará en el año 2015.

Convento de los Claretinos

SESENTA Y SIETE

67



▶ 11 Gestión Intelectual

DISPAC S.A. E.S.P. 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

Informe de
Gestión | 2014

► 12 **Gestión**

Financiera

SESENTA Y NUEVE

69

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

He auditado los balances generales de **EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. - DISPAC S.A. E.S.P.** al 31 de diciembre de 2014 y 2013 y los correspondientes estados de actividad financiera, económica, social y ambiental; de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y el resumen de las principales políticas contables y otras notas explicativas.

La Administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros de acuerdo los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia definidos por 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 mis auditorías. 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 mis auditorías me proporcionan 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 PACÍFICO S.A. E.S.P. - DISPAC S.A. E.S.P.** al 31 de diciembre de 2014 y 2013, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia definidos por la Contaduría General de la Nación.

Además, basado en el alcance de mis auditorías, 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.

6 de Marzo de 2015


JOHN JAIRO LACHE CHACÓN
Revisor Fiscal - T.P. 45011-T
Designado por Deloitte & Touche

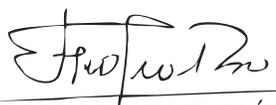


EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013

Cifras expresadas en miles de pesos colombianos

	NOTA	2014	2013		NOTA	2014	2013
ACTIVOS				PASIVOS			
ACTIVO CORRIENTE				PASIVO CORRIENTE			
Electivo	4	221.514	356.679				
Deudores por servicios públicos	5	10.082.890	7.926.741	Cuentas por pagar	11	4.393.032	2.551.233
Otros deudores	6	8.107.917	7.470.330	Recursos recibidos en administración	11	226.275	1.657.201
Recursos entregados en administración	6	6.428.757	3.109.648	Obligaciones laborales	12	2.191	27.510
Inventarios	7	4.223.774	4.007.292	Pasivos estimados	13	11.766.580	4.684.903
Gastos pagados por anticipado	10	513.540	584.331	Recaudos a favor de terceros	14	489.309	318.114
Cargos diferidos	10	-	1.469.606				
Derechos en fideicomiso	10	3.892.797	8.186.583				
TOTAL ACTIVO CORRIENTE		33.471.189	33.061.210	TOTAL PASIVO CORRIENTE		16.896.307	9.238.961
ACTIVO NO CORRIENTE				PASIVO NO CORRIENTE			
DEUDORES NETO							
Deudas de difícil cobro	8	7.399.548	6.929.230				
Provisión para deudores (Cr)		(6.511.919)	(5.362.698)	Préstamos de banca comercial	15	5.000.000	-
TOTAL DEUDORES		887.629	1.566.532	TOTAL PASIVO NO CORRIENTE		5.000.000	-
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO NETO	9						
Bienes depreciables y no depreciables		187.281.038	169.197.994	TOTAL PASIVO		21.896.307	9.238.961
Depreciación acumulada		(110.287.410)	(107.047.299)				
TOTAL PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO		76.993.628	62.150.695				
OTROS ACTIVOS	10			PATRIMONIO	16		
				Capital suscrito y pagado		131.347.700	131.344.200
Intangibles		2.720.966	2.633.949	Reserva legal		-	754.881
Amortización acumulada de intangibles		(1.189.755)	(995.125)	Resultado ejercicios anteriores		(47.160.900)	(46.671.079)
Valorizaciones		80.450.953	65.330.149	Utilidad neta del ejercicio		1.803.970	3.705.298
Total otros activos		81.982.164	66.968.973	Superávit por valorización		80.450.953	65.330.149
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE		159.863.421	130.691.200	TOTAL PATRIMONIO		171.438.223	154.513.449
TOTAL ACTIVO		193.334.610	163.752.410	TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		193.334.610	163.752.410
CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS	17	48.722.927	48.142.983	CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS	17	67.345.191	64.019.896
CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS POR CONTRA		67.345.191	64.019.896	CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS POR CONTRA		48.722.927	48.142.983

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


EDGAR FRANCISCO LATORRE RODRÍGUEZ
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)

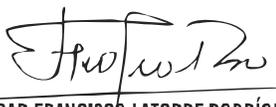


EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
ESTADOS DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA, SOCIAL Y AMBIENTAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013

Cifras expresadas en miles de pesos colombianos

	NOTA	2014	2013
Ingresos operacionales	18	75.357.237	66.870.682
Costos de prestación de servicios	19	(63.925.148)	(50.336.522)
UTILIDAD BRUTA ANTES DE DEPRECIACIONES		11.432.089	16.534.160
Depreciaciones y amortizaciones	19	(4.909.347)	(4.809.293)
UTILIDAD BRUTA DESPUÉS DE DEPRECIACIONES		6.522.742	11.724.867
CASTOS DE ADMINISTRACIÓN	20		
Administración		(2.918.788)	(6.658.961)
Impuestos contribuciones y tasas		(923.534)	(874.123)
Provisiones		(2.873.842)	(1.215.142)
TOTAL GASTOS DE ADMINISTRACIÓN		(6.716.164)	(8.748.226)
PERDIDA UTILIDAD OPERACIONAL		(193.422)	2.976.641
INGRESOS Y GASTOS NO OPERACIONALES	21		
Ingresos financieros		458.903	619.776
Gastos financieros		(262.039)	(59.473)
Otros ingresos		1.075.573	847.655
Otros gastos		(1.764.169)	(81.336)
TOTAL INGRESOS NETOS NO OPERACIONALES		2.486.556	1.326.602
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS		2.293.134	4.303.243
Impuesto sobre la renta e impuesto para la equidad - CREE		(489.164)	(597.945)
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO		1.803.970	3.705.298
UTILIDAD NETA POR ACCIÓN		1.373,47	2.821,06

Las Notas 1 a 21 forman parte integral de los Estados Financieros.
 Los suscriptores Revisor Contador Público, certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de valores de contabilidad.


EDGAR FRANCISCO LATORRE RODRÍGUEZ
 Representante Legal


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


JOHN JAIRD 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 2014 Y 2013

Cifras expresadas en miles de pesos colombianos

	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO	RESERVA LEGAL	RESULTADOS DE EJERCICIOS ANTERIORES	UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO	SUPERÁVIT POR VALORIZACIONES	TOTAL PATRIMONIO
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012	131.344.200	895.101	(47.158.099)	597.800	65.330.149	150.808.151
Apropiaciones	-	59.780	538.020	(597.800)	-	-
Utilidad del ejercicio	-	-	-	3.705.298	-	3.705.298
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013	131.344.200	754.881	(46.621.079)	3.705.298	65.330.149	154.513.449
Apropiaciones	-	(754.881)	4.460.179	(3.705.298)	-	-
Variación en superávit por valorizaciones	-	-	-	-	15.120.804	15.120.804
Utilidad del ejercicio	-	-	-	1.803.970	-	1.803.970
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014	131.344.200	-	(42.160.900)	1.803.970	80.450.953	171.438.223

Las Notas 1 a 21 forman parte integrante 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 elaborados fielmente de los libros oficiales de contabilidad.

EDGAR FRANCISCO LATORRE RODRÍGUEZ
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)



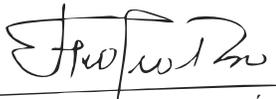
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013

Cifras expresadas en miles de pesos colombianos

	2014	2013
ORIGEN DE FONDOS		
OPERACIONES		
Utilidad neta del ejercicio	1.803.970	3.705.298
Depreciación de propiedades, planta y equipo	3.245.111	3.155.801
Amortización de cargos diferidos e intangibles	1.664.236	1.653.493
Provisión de cartera	2.166.072	652.397
Castigo de cartera	1.016.851	3.759.311
Préstamos de barca comercial	(5.000.000)	-
CAPITAL DE TRABAJO PROVISTO POR LAS OPERACIONES	4.896.240	12.926.300
APLICACIÓN DE FONDOS		
Adiciones de propiedades, planta y equipo	18.083.044	15.790.522
Adquisición de intangibles	87.017	255.175
Pago del impuesto al patrimonio	1.469.606	1.469.606
Disminución en cuentas por cobrar de largo plazo	2.504.020	5.397.755
TOTAL APLICACIÓN DE FONDOS	22.143.687	22.913.058
DISMINUCIÓN DEL CAPITAL DE TRABAJO	(17.247.447)	(9.986.758)
ANÁLISIS DE LOS CAMBIOS EN EL CAPITAL DE TRABAJO		
VARIACIONES EN EL ACTIVO CORRIENTE		
Efectivo	(135.165)	(5.119.189)
Deudores por servicios públicos	2.156.149	(3.180.585)
Otros deudores	687.587	(136.555)
Recursos entregados en administración	3.319.109	(2.423.037)
Inventarios	216.482	(803.777)
Gastos pagados por anticipado	(70.791)	227.041
Cargos diferidos	(1.469.606)	(1.469.606)
Derechos en fideicomiso	(4.293.786)	(5.744.081)
TOTAL VARIACIONES ACTIVO CORRIENTE	409.979	(18.649.789)
VARIACIONES EN EL PASIVO CORRIENTE		
Cuentas por pagar	(1.841.799)	2.279.606
Recursos recibidos en administración	1.430.926	5.045.351
Obligaciones laborales	6.319	(6.418)
Pasivos estimados	(7.087.677)	1.374.091
Recaudos a favor de terceros	(171.195)	(29.599)
TOTAL VARIACIONES PASIVO CORRIENTE	(7.657.426)	8.663.031
DISMINUCIÓN DEL CAPITAL DE TRABAJO	(7.247.447)	(9.986.758)

Las Notas 1 a 21 forman parte integral de los Estados Financieros.

Los suscriptores Representante Legal y Contador Público, certificamos e asumimos la responsabilidad por las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros oficiales de contabilidad.


EDGAR FRANCISCO LATORRE RODRÍGUEZ
Representante Legal


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


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

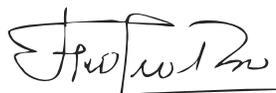


EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013

Cifras expresadas en miles de pesos colombianos

	2014	2013
FLUJOS DE EFECTIVO POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		
RESULTADO DEL EJERCICIO		
Conciliación entre la utilidad neta del ejercicio y el efectivo neto	1.803.970	3.705.798
Provisto (usado) por actividades de operación:		
Depreciación de propiedades, planta y equipos	3.245.111	3.155.801
Amortización de cargos diferidos e intangibles	1.664.236	1.653.493
Provisión de cartera	2.166.072	652.397
Provisión demandas y litigios	200.000	109.154
Castigo de cartera	1.016.851	3.759.311
	10.096.240	13.035.454
CAMBIOS NETOS EN ACTIVOS Y PASIVOS OPERACIONALES		
Deudores	(5.347.756)	(2.080.614)
Recursos entregados en administración	(3.319.109)	2.423.037
Inventarios	(216.482)	803.777
Gastos pagados por anticipado	70.791	(227.041)
Cargos diferidos	1.469.606	1.469.606
Derechos en fideicomiso	4.293.786	5.744.081
Cuentas por pagar	1.841.799	(2.279.606)
Recursos recibidos en administración	(1.430.926)	(5.045.351)
Obligaciones laborales	(6.319)	6.418
Pasivos estimados	6.881.677	(1.483.245)
Recaudos a favor de terceros	171.195	29.599
EFECTIVO NETO PROVISTO POR (USADO EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	4.408.262	(639.339)
TOTAL EFECTIVO PROVISTO POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	14.504.502	12.396.115
FLUJOS DE EFECTIVO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(18.063.044)	(15.790.522)
Adquisición de intangibles	(87.017)	(255.175)
EFECTIVO NETO USADO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(18.170.061)	(16.045.697)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Impuesto al patrimonio	(1.469.606)	(1.469.607)
Deuda por préstamos de banca comercial	5.000.000	-
EFECTIVO NETO PROVISTO POR (USADO EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	3.530.394	(1.469.607)
Aumento o disminución neta en efectivo	(135.165)	(5.119.189)
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	356.679	5.475.868
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	221.514	356.679

Las Notas 1 a 21 forman parte integrante de los Estados Financieros.
Los suscritores Reconocimiento Legal y Contador Público, certifiicamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido levantados de acuerdo con los libros oficiales de contabilidad.


EDGAR FRANCISCO LATORRE RODRÍGUEZ
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)

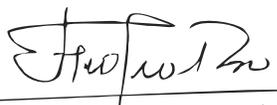


EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.

INDICADORES FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013

Cifras expresadas en miles de pesos colombianos

	INDICADOR	2014	2013	COMENTARIO
I. DE LIQUIDEZ				
1. EBITDA	Perdida operacional	1.933.422	2.976.641	Entrega con o resultado el valor de la utilidad operacional e ítérrimos de efectivo.
	Depreciación	3.245.111	3.155.801	
	Provisión energía	2.166.072	652.397	
	Provisión contingencias	200.000	109.154	
	Provisiones fiscales	507.769	453.592	
	Acreditación diferidos e intangibles	1.664.236	1.653.493	
	Ebitda	7.589.766	9.001.078	
2. PRUEBA ACIDA	Activo corriente - inventario	29.247.415	29.053.918	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	16.896.387	9.238.961	
	Prueba acida	1,73	3,14	
3. ROTACIÓN CUENTAS POR COBRAR	Cuentas por cobrar	10.082.890	7.976.741	Es el índice de veces que giran las cuentas por cobrar en promedio en un periodo de un año.
	(/) Ventas del periodo	75.357.237	66.870.682	
	Rotación de cartera	48,17	42,67	
4. ROTACIÓN CUENTAS POR PAGAR	Cuentas por pagar	1.919.126	324.653	Muestra cada cuantos días en promedio la empresa cancela sus proveedoras.
	(/) Costo de venta	67.168.613	53.485.079	
	Rotación cuentas por pagar	10,29	2,19	
5. CAPITAL NETO DE TRABAJO	Activo corriente	33.471.189	33.061.210	Margen de seguridad para cumplir con obligaciones a corto plazo.
	(-) Pasivo corriente	16.896.387	9.238.961	
	Capital de trabajo	16.574.802	23.822.249	
6. RAZÓN CORRIENTE	Activo corriente	33.471.189	33.061.210	Capacidad para cancelar las deudas a corto plazo.
	(/) Pasivo corriente	16.896.387	9.238.961	
	Razón corriente	1,98	3,58	
II. DE ENDEUDAMIENTO				
1. ENDEUDAMIENTO	Pasivo total	21.896.387	9.738.961	Apalancamiento de los acreedores en los activos de la Empresa.
	(/) Activo total	193.334.610	163.752.410	
	Endeudamiento	11,33	5,64	
2. PROTECCIÓN AL PASIVO TOTAL	Patrimonio	171.438.223	154.513.449	Pesos de los cuñños que respaldan las deudas de los acreedores.
	(/) Pasivo corriente	16.896.387	9.238.961	
	Protección al pasivo	10,15	16,72	
3. PROPIEDAD	Patrimonio	171.438.223	154.513.449	Porcentaje de los activos de la Empresa que pertenece a los dueños.
	(/) Activo total	193.334.610	163.752.410	
	Propiedad	88,87%	94,38%	
III. DE ACTIVIDAD				
1. ACTIVOS FIJOS	Ingresos operacionales	75.357.237	66.870.682	Índice cuanto genera en ingresos cada peso invertido en activos fijos.
	Activo fijo bruto	187.781.038	169.197.994	
	Activos fijos	40,24%	39,52%	
2. ACTIVOS TOTALES	Ingresos operacionales	75.357.237	66.870.682	Índice cuanto genera en ingresos cada peso invertido en el activo total.
	Activos totales	193.334.610	163.752.410	
	Activos totales	38,98%	40,84%	
3. CAPITAL	Ingresos operacionales	75.357.237	66.870.682	Índice cuanto genera en ingresos cada peso invertido por los accionistas.
	Capital	131.344.200	131.344.200	
	Capital	57,37%	50,91%	
IV. DE RENTABILIDAD				
1. MARGEN BRUTO	Utilidad bruta	6.522.742	11.724.867	Capacidad de la Empresa en el manejo de sus ingresos para generar utilidades.
	(/) Ingresos operacionales	75.357.237	66.870.682	
	Margen neto	8,66%	17,53%	
2. MARGEN OPERACIONAL	Ebitda	7.589.766	9.001.078	Capacidad de la Empresa en el desarrollo de su objeto social.
	(/) Ingresos operacionales	75.357.237	66.870.682	
	Margen operacional	10,07%	13,46%	
3. MARGEN NETO	Utilidad neta	1.803.970	3.705.298	Rentabilidad de la Empresa.
	(/) Ingresos operacionales	75.357.237	66.870.682	
	Margen neto	2,39%	5,54%	
4. RENDIMIENTO DEL PATRIMONIO	Utilidad neta	1.803.970	3.705.298	Rendimiento de la Inversión de los dueños.
	(/) Capital	131.344.200	131.344.200	
	Rendimiento patrimonio	1,37%	2,82%	
5. UTILIDAD POR ACCIÓN	Utilidad neta	1.803.970	3.705.298	Utilidad generada por acción en circulación.
	(/) Acciones en circulación	1.313.442	1.313.442	
	Utilidad por acción	1,37	2,82	
6. VALOR INTRÍNSECO POR ACCIÓN	Patrimonio	171.438.223	154.513.449	Valor en libros de una acción.
	(/) Acciones en circulación	1.313.442	1.313.442	
	Valor intrínseco acción	130.526	117.640	


EDGAR FRANCISCO LATORRE RODRÍGUEZ
 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 2014

Cifras expresadas en miles de pesos colombianos

ACIONISTAS	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	-	-	24,925
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 CUNDINAMARCA 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

EDGAR FRANCISCO LATORRE RODRÍGUEZ
Representante Legal

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

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013

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 dedicada a la comercialización y distribución de energía eléctrica, constituida 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 Círculo de Bogotá. Mediante licitación pública, a través del Gestor Consorcio Interaseo S.A. ESP, Eléctricas de Medellín S.A. y Consultores Unidos S.A., se encomendó a 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 y el 31 de marzo del año 2012. 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 Eléctricas 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. Al cierre del primer semestre del año dicho contrato finalizó su primera etapa contractual, para lo cual se firmó otro sí de prórroga N° 2 que amplía el término de la gestión inicialmente hasta el 31 de diciembre de 2014. Posteriormente fue complementado con el otro sí N° 3 de prórroga el cual tiene vigencia final del contrato hasta el 31 de julio de 2015.

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 - Eléctricas 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 Ingeniería - DEPI Ltda, cuyo alcance incluye pero no se limita a la interventoría técnica, financiera, contable, jurídica, medioambiental, socio-predial, administrativa, de seguros, operativa y de mantenimiento del Contrato Gestión. Al igual que el contrato de gestión, el contrato de Interventoría externa tiene una duración hasta 31 de julio de 2015. La remuneración de la Interventoría externa tiene un componente fijo y uno variable relacionado con la interventoría a los contratos de inversión que se realicen con recursos de DISPAC.
- **Encargo Fiduciario:** El 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 interinstitucional de fiducia mercantil irrevocable de administración y pagos, dándose terminada la operatividad de este a finales de

octubre de la vigencia 2013, posteriormente se firmó el 30 de septiembre de 2013, entre DISPAC y Fiduciaria Bancolombia S.A. el contrato No. 5287 de fiducia mercantil irrevocable de administración y pagos, con vigencia hasta 31 de julio de 2015.

- **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., el contrato tenía una vigencia hasta el 31 de julio de 2014, con un valor aproximado de \$3.012.706. El 18 de junio y 28 de agosto de 2014 se firmó el otro sí No. 1 y No. 2 respectivamente, ampliando el plazo del contrato del 1° de agosto de 2014 al 31 de enero de 2015, y el valor en \$620.000, posteriormente el 31 de octubre de 2014 se firmó el otro sí No. 3, para cubrir el servicio de soporte y mantenimiento tecnológico del 1° de febrero al 31 de julio de 2015, así mismo se amplía el valor en \$520.000, el contrato tiene un costo final acumulado de \$4.152.706.
- El 16 de mayo de 2013, se suscribió el contrato de obra con DISICO S.A., para ejecutar el proyecto FASE I, cuyo objeto es "Suministros, transportes, construcción, mantajes electromecánicos, pruebas y puesta en servicio de líneas y subestaciones de la fase I del proyecto de interconexión eléctrica 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 en el Medio San Juan en el Departamento de Chocó", inició el 1° de junio de 2013 con una vigencia inicial hasta el 31 de diciembre de 2013. Por la difícil gestión con las entidades comunitarias, los grupos armados y adversas condiciones climáticas presentes en la zona del proyecto, el contrato ha tenido ampliaciones de plazo, siendo el último hasta el 30 de abril de 2015.
- En conexión con el contrato anterior, se suscribió el contrato de Interventoría del proyecto FASE I, con CONSULTORES REGIONALES ASOCIADOS, hoy WSP colombia S.A.S., el contrato inicio el 21 de mayo de 2013 con una vigencia inicial hasta el 24 de enero de 2014, pero consecuente con la ampliación del contrato de obra, su vigencia se amplió hasta el 30 de mayo de 2015.
- 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 Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, en adelante FAER, al cierre de esta vigencia se habían recibido el 100% de los recursos, de los cuales se descontó el valor de la comisión del 5% por la administración del proyecto, por valor de \$550.000, según lo establece la cláusula sexta del contrato FAER GSA_159 de 2012.
- 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 kV de 17 MVA (Mega Voltios Amperios) 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 recursos por valor de \$3.556.800, y se habían ejecutado pagos por valor de \$3.451.328, durante la vigencia 2014, se recibieron recursos por valor de \$5.928.000, y se ejecutaron pagos por \$5.975.230.
- En 2014, para el servicio de consultoría para el inventario y valoración de todos los activos de DISPAC bajo Régimen de Contabilidad Pública, normas internacionales de contabilidad NIIF y unidades constructivas de la CREG, se suscribió con la firma Sistemas 2000 Consultores S.A.S., el CT 369-14, por valor de \$225.580.560.





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, adaptado 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 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 otras 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.

Provisión Capital menor a 360 días: se provisiona el 100% de la cartera capital menor a igual a 360 días, de las cuentas identificadas y soportadas como comunidades de difícil gestión, lotes, ruinas y demolidos y soldos en reclamación.

Provisión Intereses: el valor de los intereses de mora, se registra en cuentas de orden y afectan el ingreso cuando se recibe el pago efectiva de los mismos, por lo tanto no son objeto de provisión.

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 denomina propiedades, planta y equipo a todo recurso tangible controlado

por la Empresa; obtenida, construido o en proceso de construcción; empleado dentro del giro ordinario de sus actividades para la prestación del servicio.

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

El valor de las adiciones 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, $Tasa = 1 - (\text{Valor de salvamento} / \text{Valor del activo})^{1/\text{Vida útil del activo}}$. La depreciación para los demás activos se calculó por el método de línea recta de acuerdo a lo establecido por la CGN.

Las siguientes son las vidas útiles utilizadas 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 UTIL
REDES DE DISTRIBUCIÓN	25
EQUIPOS DE SUBSTACIONES	25
INSTALACIONES DOMICILIARIAS - MEDIDORES	15
MAQUINARIA Y EQUIPOS	15
EQUIPOS DE OFICINA	5
EQUIPO DE COMPUTACIÓN	5
OTROS ACTIVOS - SERVIDUMBRES	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 causen 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 cuyo ejercicio y explotación pueden obtenerse beneficios económicos en varios periodos determinables. En este rubro se encuentran registradas las servidumbres de la línea la Virginia - Cartegui las 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 recaudo de energía, a través del contrato de Fiducia Mercantil Irrevocable de Administración y Pagos, suscrito entre DISPAC S.A. E.S.P. y Fiduciaria Bancolombia S.A. el 30 de septiembre de 2013, y con la Financiera de Desarrollo Nacional - FDN el 20 de abril del año 2012.

h. Valorizaciones (Desvalorizaciones)

Corresponden a las valorizaciones relativas a la Propiedades, Planta y Equipo originadas al confrontar el valor neto en libros y el valor del avalúo técnico determinado; cuando este último es mayor, la diferencia se registra dentro del activo como valorizaciones; cuando es menor, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se registran en el estado de resultados como gasto del periodo causa una provisión, ambos hechos, se registran contra el patrimonio como valorizaciones y provisiones para propiedades, plantas y equipos.

i. Cuentas por pagar

Las cuentas por pagar se registran por el valor total adeudado, se causan en el momento en que se reciba el bien o servicio, o se formalicen 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 y CREE

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 las alternativas de registro contable allí establecidas, 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 período.

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 las 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 período contractual o cuando se prestan los servicios. Los demás ingresos, costos y gastos se reconocen por el sistema de causación.

o. Utilidad neta por acción

Es determinada con base en el promedio ponderado de acciones en circulación al 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 período.

Convergencia e Normas Internacionales de Información Financiera

El 8 de septiembre de 2014, la Contaduría General de la Nación expidió la resolución 414, mediante la cual se incorpora como parte integrante de Régimen de Contabilidad Pública, el marco conceptual y las normas para el reconocimiento, medición, revelación y presentación de los hechos económicos aplicable a las empresas que se encuentran bajo el ámbito del Régimen de Contabilidad Pública y que además tengan las siguientes características: que no coticen en el mercado de valores, que no capten ni administren dinero del público y que hayan sido clasificadas como empresas por el comité interinstitucional de la comisión de estadísticas de finanzas públicas. Así las cosas y teniendo en cuenta que DISPAC S.A. E.S.P., es una empresa que se encuentra bajo el ámbito del RCP y que además cumple con las características expuestas anteriormente, de conformidad con lo previsto en la resolución 414, la Empresa pertenece al Grupo 2 de preparadores de la información financiera, el cual debe aplicar el siguiente cronograma del marco normativo:

Periodo de Preparación Obligatoria: 8 de septiembre y 31 de diciembre de 2014.

Periodo de Transición: 1° de enero y 31 de diciembre de 2015.

Periodo de Aplicación: 1° de enero y 31 de diciembre de 2016.

REFORMA TRIBUTARIA:

A continuación se resumen algunas modificaciones al régimen tributario colombiano para los años 2015 y siguientes, introducidas por la Ley 1739 del 23 de diciembre de 2014, la cual hizo modificaciones a la ley 1607 del 26 de diciembre de 2012 y otras reformas al Estatuto Tributario:

► **Impuesto a la Riqueza:** Por los años 2015, 2016, 2017 y 2018, se crea un impuesto extraordinario denominado el Impuesto a la Riqueza, el cual se genera por la posesión de la misma al 1° de enero del año 2015, cuyo valor sea igual o superior a \$1.000 millones de pesos. Para efectos de este gravamen, el concepto de riqueza es equivalente al total del patrimonio bruto del contribuyente poseído en la misma fecha menos las deudas a cargo del contribuyente vigentes en esa fecha. La obligación legal se causa para los contribuyentes que sean personas jurídicas, el 1° de enero del 2015, 2016 y 2017. El valor cancelado por concepto de impuesto a la riqueza ni su complementario de normalización tributaria serán deducibles o descontables en el impuesto sobre la renta ni en el CREE, tampoco podrán ser compensados con estos ni con otros impuestos.

► **Impuesto sobre la renta para la equidad CREE:** Se crea a partir del 1° 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; a una tarifa del 8%. Para los años 2013, 2014 y 2015 la tarifa aplicable será del 9%.

Con la reforma tributaria se adiciona un artículo que permite compensar las pérdidas fiscales en que incurran los contribuyentes de dicho impuesto a partir del año 2015.

A partir del período gravable 2016 la tarifa del CREE será del 9%.

En ningún caso el impuesto CREE ni su sobretasa podrán ser compensados con saldos a favor por concepto de otros impuestos, que hayan sido liquidados en las declaraciones tributarias por los contribuyentes.

► **Sobretasa CREE:** Se crea por los periodos 2015, 2016, 2017 y 2018 la sobretasa al CREE a cargo de los contribuyentes del Impuesto sobre la renta para la equidad - CREE la cual no tendrá destinación específica. Se genera para los contribuyentes cuya declaración anual de CREE arroje una utilidad igual o superior a \$800 millones y será la resultante de aplicar la respectiva tasa del 5%, 6%, 8% y 9% para cada período gravable 2015, 2016, 2017 y 2018, respectivamente.

La sobretasa estará sometida a un anticipo del 100% del valor de la misma, calculado sobre la base gravable del CREE sobre la cual el contribuyente liquidó el mencionado impuesto para el año gravable inmediatamente anterior. El anticipo de la sobretasa CREE deberá pagarse en dos cuotas anuales en las plazas que fije el reglamento.

► **Mecanismos Lucha contra la evasión:** Impuesto complementario de normalización tributaria al impuesto a la riqueza. Se crea para los años 2015, 2016 y 2017 un impuesto complementario al Impuesto a la Riqueza a cargo de los contribuyentes que hayan omitido activos. Se causa por la posesión de activos omitidos y pasivos inexistentes a 1° de enero de 2015, 2016 y 2017, respectivamente. Se entiende por activo omitido aquel que no se incluyó en la declaración de impuestos nacionales existiendo la obligación de hacerlo, se entiende por pasivo inexistente, el declarado en las declaraciones de impuestos nacionales con el único fin de aminorar o disminuir la carga tributaria a cargo del contribuyente. La base gravable será el valor patrimonial de los activos omitidos, y las tarifas aplicables serán del 10%, 11,5% y 13% para los años 2015, 2016 y 2017 respectivamente.



NOTA 3.
EFFECTOS Y CAMBIOS SIGNIFICATIVOS
EN LA INFORMACIÓN CONTABLE

Durante el año 2014 los Estados Financieros de DISPAC, revelan los siguientes hechos económicos de mayor incidencia así:

- Atendiendo la decisión de la Junta Directiva y dando cumplimiento al procedimiento de depuración, provisión y castigo de cartera, se registró durante la vigencia 2014 un castigo de la cartera irrecuperable por valor de \$1.443.858 (\$4.913.080 en 2013). 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 2014

GRUPO	Nº USUARIOS	CARTERA <= 360 DÍAS			CARTERA >= 361 DÍAS			TOTAL
		CAPITAL	INTERESES	TOTAL	CAPITAL	INTERESES	TOTAL	
Cuentas de clientes de tipo gestión	963	141.441	36.725	77.672	600.575	236.040	836.615	114.267
Cuentas minoracionados	232	40.040	35.609	75.649	204.432	93.327	297.759	373.408
Saldo en ejecución	11	1.051	596	1.649	29.312	25.202	54.514	56.163
TOTALES	1211	\$182.532	\$72.430	\$254.970	\$804.319	\$354.569	\$1.168.888	\$1.443.858

- El año 2014 presenta una disminución en la utilidad neta de \$1.901.329, al pasar de \$3.705.298 en el 2013 a \$1.803.970 en el año 2014. Los ingresos operacionales ascienden a la suma de \$75.357.237 presentando un incremento del 12,7% frente a los ingresos del año 2013. Los ingresos por concepto de remuneración del STR presentaron un incremento de \$2.283.557, de los cuales \$1.849.797 corresponden a los valores facturados según contrato suscrito con EPM, en el cual se reconoce el uso de la infraestructura por el periodo comprendido entre el 26 de junio de 2007 y el 31 de diciembre de 2014, las ventas por el servicio de energía y otros conceptos facturados mostraron un incremento de \$5.922.614.
- Se generó una adición a los activos fijos y en las construcciones en curso por valor de \$1.484.402, por concepto de inventaría realizada a los diferentes contratos celebrados por DISPAC, de los cuales \$1.070.192, corresponden al valor facturado por la Desarrolladora de Proyectos de Ingeniería - DEPI Ltda., y \$414.210 a la inventaría y diseños ejecutada por la firma WSP S.A.S., dado que los valores relacionados fueron reconocidos en el gasto en las vigencias 2012 y 2013 y no como un mayor valor del activo, se procedió a hacer el respectivo ajuste en el grupo 5815, originando un efecto sobre los ajustes de ejercicios anteriores, conforme a los procedimientos indicados por la Contaduría General de la Nación, los cuales incidieron en las cifras presentadas en los estados financieros de la vigencia 2014.
- La Empresa recibió del Ministerio de Minas y Energía, a través del Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso la suma de \$13.374.651 como pago de los subsidios generados.
- Se registraron adiciones en la infraestructura eléctrica de la Empresa 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 \$23.133.997.
- A partir de la vigencia 2013, la empresa cuenta por parte de Bancolombia con la aprobación de un crédito para inversión por valor de \$35 mil millones, con destinación específica para los proyectos de inversión en reforzamiento de la línea 115 kV Bolombolo - Quibdó y reducción de pérdidas, los cuales fueron avalados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Para la vigencia 2014, solo fue requerida la suma de \$5.000.000 correspondientes a los proyectos de pérdidas, dicho préstamo fue desembolsado en el último trimestre del año a una tasa de interés nominal del 7,3696% más 3 puntos adicionales, con un plazo de 144 meses de acuerdo a lo establecido en el contrato del crédito.

- El 22 de agosto de 2014, se adquirió con Bancolombia un crédito de tesorería a corto plazo, por valor de \$4.9 mil millones, a una tasa de interés nominal del 7,2159% más 3,2 puntos adicionales, con el objeto de cubrir la liquidez necesaria para responder a los compromisos de operación comercial, particularmente en compra de energía, considerando los altos costos del mercado de energía en bolsa. El préstamo se pagó durante la misma vigencia.
- Durante la vigencia 2014, se realizó el avalúo a los activos fijos de la Empresa, el resultado final arrojó una valorización en las propiedades, plantas y equipos de \$83.815.289, y un deterioro de \$3.825.797, el presente estudio fue adelantado por la firma Sistemas 2000 Consultores S.A.S.

NOTAS RELATIVAS A LOS GRUPOS DE CUENTAS
(Clases, Cuentas y Subcuentas)

NOTA 4.
EFFECTIVO

La cuenta del efectivo corresponde a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
CAJA		
CAJA PRINCIPAL (1)	161.145	155.112
BANCOS Y CORPORACIONES		
Cuentas de Ahorro (2)	60.369	201.567
TOTAL DISPONIBLE	\$221.514	\$356.679

(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) Las cuentas de ahorro están representadas por los recursos girados por el Fondo Nacional de Regalías para la ejecución del proyecto de interconexión eléctrica desde Istmina 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 Chintadó. Estos recursos tienen restricción y son de destinación específica.

DETALLE	2014	2013
Recursos del Fondo Nacional de Regalías	60.141	105.990
Recursos Municipio Atrato	228	95.577

NOTA 5.
DEUDORES POR SERVICIOS PÚBLICOS

La cuenta deudores corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
DEUDORES		
Venta de Bienes (1)	35.962	42.050
Deudores por Servicios Públicos (2)	10.046.928	7.884.691
TOTAL DEUDORES	\$10.082.890	\$7.926.741

(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		
	2014	2013
Consumos Energía Usuarios (a)	3.420.808	7.028.500
Fondo de Solidaridad y Redistribución (b)	741.046	631.792
Beneficia Distribuidor y Conexión S.T.R. (c)	57.615	143.098
Conexión al SDL (d)	216.945	81.301
Estimado Consumos Energía Usuarios (e)	5.610.514	-
TOTAL DEUDORES POR SERVICIOS PÚBLICOS	\$10.046.928	\$7.884.691

- a) Cuenta por cobrar a usuarios por consumo y que corresponde al saldo de la cartera menor a 360 días.
- b) Corresponde al saldo contable de los subsidios y contribuciones causados durante el mes de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente.
- c) Cargos por uso del sistema de Transmisión Regional pendientes de cobro a los diferentes agentes comerciales.
- d) \$174.128 corresponden al valor pendiente de cobro a la Minera El Roble S.A. por cargos por conexión al SDL, facturados en diciembre del 2014, en 2013 corresponde al valor facturado por la Minera El Roble S.A. en noviembre de 2012 y facturaciones del año 2013.
- e) Corresponde a los consumos estimados de energía, que al cierre de la vigencia aún no habían sido facturados a los usuarios (Nota 18).

NOTA 6.

OTROS DEUDORES

La cuenta otros deudores corresponde a:

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
OTROS DEUDORES		
Avances y Anticipos Entregados (1)	1.452.980	3.627.218
Anticipos y Saldos a Favor por Impuestos (2)	6.430.713	3.659.167
Otros Deudores (3)	224.224	133.945
Subtotal	8.107.917	7.420.330
Recursos Entregados en Administración (4)	6.428.757	3.109.648
TOTAL DEUDORES	\$14.536.674	\$10.529.978

(1) AVANCES Y ANTICIPOS 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 pagados a Expertos en Mercados, para compra de energía y costos asociados a la misma.

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
Compra de Energía (a)	258.745	254.584
Contratos y Proyectos de Inversión (b)	1.046.937	2.990.604
Otros (c)	147.298	382.030
TOTAL AVANCES Y ANTICIPOS	\$1.452.980	\$3.627.218

- a) Saldo pendiente por aplicar a los consumos de energía en bolsa y costos asociados facturados por XM.
- b) Corresponde a los anticipos entregados a contratistas para la ejecución de los diferentes proyectos de inversión.
- c) En 2014 incluye principalmente el anticipo entregado a la firma Sistemas 2000 Consultores S.A.S., por valor de \$112.790 millones, para el desarrollo del CT-369-2014, cuyo objeto es la realización del avalúo a los activos de la empresa, en 2013 corresponde 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) ANTICIPO O SALDOS A FAVOR POR IMPUESTOS

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
Saldos a Favor en Liquidaciones Privadas - DIAN (a)	3.255.398	2.563.538
Retención en la Fuente (b)	1.907.828	691.860
Retención CREE (c)	1.209.679	349.661
Anticipo para Industria y Comercio (d)	57.808	54.108
TOTAL ANTICIPOS O SALDOS A FAVOR	\$6.430.713	\$3.659.167

- a) Corresponde al saldo a favor en liquidación privada de renta acumulada al año 2014. Durante la vigencia 2013 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, el 3 de enero de 2014 se recibió Auto de Suspensión de Términos N° 002, fechado del 13 de diciembre, informando que suspendería el trámite de devolución por 90 días, y que se adelantaría investigación sobre la solicitud de devolución del saldo a favor. El 16 de diciembre de 2014 en el Tribunal Contencioso Administrativo de Quibdó, DISPAC instauró demanda ante la DIAN.
- b) Incluye el valor de las autoretenciones aplicadas al ingreso por venta del servicio de energía y otros ingresos susceptibles de generar renta.
- c) Corresponde a las autoretenciones por concepto del Impuesto sobre la Renta para la Equidad (CREE), creado a partir del 1° de enero de 2013, a través de la Ley 1607 de 2013.
- 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		
	2014	2013
Arrendamientos (Uso Postería)	49.595	41.817
Proveedores de Bienes y Servicios	19.947	19.947
Otros servicios prestados	3.254	-
Reclamaciones a Terceros (a)	70.185	72.181
Otros Deudores (b)	81.243	-
TOTAL OTROS DEUDORES	\$224.224	\$133.945

- a) Entre 2014 y 2013 corresponde a reclamación ante la Previsora S.A., por hurto de postería en la localidad de Quibdó por valor de \$28.198, embargos judiciales por \$18.888, y otras reclamaciones ante contratistas y terceros por valor de \$23.099 para el año 2014 y \$25.095 para el año 2013.
- b) Incluye \$80.388 correspondientes al valor de las retenciones en la fuente declaradas y pagadas por la Empresa, de facturas canceladas con recursos del FNR, y que aún no han sido reintegradas a DISPAC, los \$855 restantes corresponden al valor pendiente por cobrar al Municipio de Quibdó, en desarrollo de la ejecución del Contrato de Interconexión Eléctrica en redes de media tensión y baja tensión entre los corregimientos de Paimada y Puente de Chintadá, a través del manejo de los recursos girados en virtud del convenio interadministrativo celebrado entre el Municipio de Atrato y DISPAC.

(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 \$6.422.750 (\$4.208.772 en 2013). Incluye además, el saldo de 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 Interconectado Nacional SIN, ubicados en el mercado de comercialización de DISPAC por valor de \$6.007 y \$1.698.411 en 2013.



NOTA 7.
INVENTARIOS

El inventario corresponde a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
INVENTARIOS		
Elementos y Accesorios (1)	2.386.429	2.169.947
Repuestos S/E y L/T Virginia-Cártegui	1.479.003	1.479.003
Otros Elementos (Equipos) (2)	358.342	358.342
TOTAL INVENTARIOS	\$4.223.774	\$4.007.292

(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	
	2014	2013
Energía Eléctrica (1)	7.059.552	6.589.234
FOES (2)	255.890	255.890
Otros Servicios de Energía (3)	84.106	84.106
TOTAL DEUDAS DIFÍCIL COBRO	\$7.399.548	\$6.929.230

(1) Corresponde a la cartera capital mayor a 360 días.

(2) 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 certificados por los entes territoriales, y que el Ministerio, consideraba se estaban asignando a usuarios distintos a los antes mencionadas, este valor fue provisionado en su totalidad por considerarse no recuperable.

(3) Valor de la cartera mayor a 360 días por concepto de arrendamiento de pastelería.

PROVISIÓN PARA DEUDORES:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
Energía Eléctrica (1)	(6.170.752)	(5.021.531)
FOES (2)	(255.889)	(255.889)
Otros Servicios de Energía (3)	(85.278)	(85.278)
TOTAL PROVISIÓN DEUDORES	(\$6.511.919)	(\$5.362.698)

DETALLE MOVIMIENTO PROVISIÓN CARTERA	2014	2013
Saldo inicial provisión cartera	5.362.698	8.475.119
Provisiones sobre la cartera > 360 días	2.166.072	652.397
Recuperación cartera (recaudo interés de mora)	-	(5.507)
Provisión usada para castigo cartera	(1.016.851)	(3.759.311)
Saldo final provisión cartera	\$6.511.919	\$5.362.698

(1) Corresponde a:

CLASE SERVICIO	2014		2013	
	CARTERA > 360 DÍAS ENERGÍA ELÉCTRICA	PROVISIÓN	CARTERA > 360 DÍAS ENERGÍA ELÉCTRICA	PROVISIÓN
Alumbrado Público	1.914.997	957.499	1.552.278	776.139
Comercial	970.605	1.199.987	519.988	487.949
Industrial	42.766	43.920	40.322	25.879

CLASE SERVICIO	2014		2013	
	CARTERA > 360 DÍAS ENERGÍA ELÉCTRICA	PROVISIÓN	CARTERA > 360 DÍAS ENERGÍA ELÉCTRICA	PROVISIÓN
Oficial	455.119	229.808	377.240	151.513
Provisional	15.552	15.552	12.380	12.380
Residencial 1	3.376.034	3.433.221	3.811.011	3.291.656
Residencial 2	247.321	252.112	226.620	226.620
Residencial 3	37.158	38.653	49.395	49.395
TOTAL	\$7.059.552	\$6.170.752	\$6.589.234	\$5.021.531

1) Para el castigo de cartera aprobado para la vigencia 2014, se utilizaron \$1.016.851 del valor provisionado a la fecha, de los cuales \$182.532, corresponden a capital mayor a 360 días, y \$834.319 a capital menor a 360 días. Para 2013, el castigo de cartera ascendió a la suma de \$3.759.311.

2) Corresponde a la provisión de los subsidios FOES 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 Pastelería.

NOTA 9.
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO - NETO

Las propiedades, planta y equipo corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO BIENES NO DEPRECIABLES		
Terrenos (1)	535.494	535.494
BIENES DEPRECIABLES		
Construcciones en Curso (2)	18.898.738	23.949.691
Subestaciones (3)	38.806.453	33.122.585
Redes de Distribución (4)	87.297.021	76.005.452
Líneas y Cables de Transmisión (4)	40.659.551	34.575.703
Maquinaria y Equipo (5)	83.682	83.682
Equipo de Oficina (6)	62.731	62.731
Muebles y Enseres (6)	59.308	9.647
Equipo de Computación y Comunicación (7)	662.026	636.975
Equipo de Transporte (8)	216.034	216.034
Total Bienes Depreciables	\$186.745.544	\$168.662.500
TOTAL BIENES DEPRECIABLES Y NO DEPRECIABLES	\$187.281.038	\$169.197.994
Menos: Depreciación Acumulada (9)	(110.287.410)	(107.042.299)
TOTAL PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO NETO	\$76.993.628	\$62.155.695

(1) TERRENOS

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
Subestación Huapango (a)	201.180	201.180
Subestación Istmina (b)	19.984	19.984
Subestación La Virginia (c)	50.141	50.141
Subestación Cártegui (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 Huopango ubicado en la ciudad de Quibdó, legalizado mediante Escritura No. 16160 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).

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

(d) Terreno de la S/E Cétegui, registrado según escritura No. 277 del 2 de septiembre de 2013, de la Notaría Única del Circuito de Taló.

(e) Terreno de la S/E El Siete, registrado según escrituras No. 722 de mayo 10 de 2014 por Miner S.A. Matricula Inmobiliaria No. 180-7823, Cédula Catastral 27245000100030536000 por valor de \$70.000, y No. 773 de mayo 10 de 2014 por Organización Campesina y Calicultora del Carmen de Atrato, Matricula 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		
	2014	2013
Contrato Interconexión	10.961.113	8.529.375
Contratos de Redes, Líneas y Cables (a)	7.937.625	15.420.316
TOTAL CONSTRUCCIONES EN CURSO	\$18.898.738	\$23.949.691

(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 liquidados.

(3) SUBESTACIONES

Este rubro corresponde al registro de las siguientes subestaciones:

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
Subestación Huopango	11.458.691	10.910.105
Subestación Cétegui	10.014.327	9.694.922
Subestación Istmina	5.056.571	3.745.131
Subestación La Virginia	7.127.698	7.042.427
Subestación El Siete	5.149.166	1.730.000
Subtotal	38.806.453	33.122.585
Menos: Depreciación Acumulada	(27.344.934)	(26.702.536)
TOTAL SUBESTACIONES	\$11.461.519	\$6.420.049

(4) REDES, LÍNEAS Y CABLES

Las redes, líneas y cables corresponden a:

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
Redes y Circuitos	62.951.461	57.852.446
Instalaciones Domiciliarias	24.345.560	18.153.006
Subtotal	\$87.297.021	\$76.005.452
Menos: Depreciación Acumulada	(48.209.973)	(46.081.843)
TOTAL REDES DE DISTRIBUCIÓN	\$39.087.048	\$29.923.609

AL 31 DE DICIEMBRE

	2014	2013
L/T Cétegui - Istmina Tensión IV	2.144.497	161.828
L/T Quibdó - Cétegui Tensión IV	1.089.014	906.935
L/T Balombolo - Quibdó Tensión IV	16.975.283	13.169.307
L/T La Virginia - Cétegui Tensión IV	20.450.757	20.337.633
Subtotal	40.659.551	34.575.703
Menos: Depreciación Acumulada	(34.014.582)	(33.701.155)
TOTAL LÍNEAS Y CABLES	\$6.644.969	\$874.548

En el año 2014 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 \$23.133.997. Para 2013 el valor de activaciones fue por \$5.361.073.

(5) MAQUINARIA Y EQUIPO

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
Equipo de Calibración Patrón, TTR y Otros	83.682	83.682
Menos: Depreciación Acumulada	(60.089)	(54.646)
TOTAL MAQUINARIA Y EQUIPO	\$23.593	\$29.036

(6) MUEBLES, ENSERES Y EQUIPOS DE OFICINA

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
Muebles y Enseres - Oficina Gerencia	62.731	62.731
Equipos de Oficina	59.308	9.647
Subtotal	122.039	72.378
Menos: Depreciación Acumulada	(59.995)	(46.090)
TOTAL MUEBLES, ENSERES Y EQUIPOS DE OFICINA	\$62.044	\$26.288

(7) EQUIPOS DE COMPUTACIÓN Y COMUNICACIÓN

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
Equipos de Comunicación	261.737	261.738
Equipos de Computación	400.289	375.237
Subtotal	662.026	636.975
Menos: Depreciación Acumulada	(432.541)	(321.572)
TOTAL EQUIPOS DE COMPUTACIÓN Y COMUNICACIÓN	\$228.485	\$315.403

(8) EQUIPO DE TRANSPORTE

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
Oficina Móvil	129.054	129.054
Vehículos - Gerencia	86.980	86.980
Subtotal	216.034	216.034
Menos: Depreciación Acumulada	(165.296)	(134.457)
TOTAL EQUIPOS DE TRANSPORTE	\$50.738	\$81.577



(9) 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 1° de enero de 2010, y para los que habían sido utilizados como deducción de activos fijos reales productivos durante los años 2008, 2009 y 2010. 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		
	2014	2013
Subestaciones	(27.344.934)	(26.702.536)
Redes de Distribución	(48.209.973)	(46.081.843)
Líneas y Cables de Transmisión	(34.014.582)	(33.701.155)
Maquinaria y Equipo	(60.089)	(54.646)
Muebles, Enseres y Equipos de Oficina	(59.995)	(46.090)
Equipos de Comunicación y Computación	(432.541)	(321.572)
Equipos de Transporte	(165.296)	(134.457)
TOTAL DEPRECIACIÓN ACUMULADA	(\$110.287.410)	(\$107.042.299)

El valor por depreciación registrada como costo y gasto en el 2014 y 2013 fue por \$3.245.111 y \$3.155.801 respectivamente.

NOTA 10. OTROS ACTIVOS

La cuenta de otros activos corresponden a:

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
GASTOS PAGADOS X ANTICIPADO		
Seguros (1)	359.769	444.577
Arrendamientos	153.771	139.754
TOTAL GASTOS PAGADOS X ANTICIPADO	\$513.540	\$584.331

(1) Corresponde a las 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		
	2014	2013
CARGOS DIFERIDOS		
Cuota Irropeable al Patrimonio 2014-2013 (Cuentas)	-	1.469.606

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
DERECHOS EN FIDEICOMISOS		
Fiducia Mercantil (1)	1.494.961	5.890.746
CDT - Banco Agrario (2)	2.397.836	2.295.837
TOTAL CARGOS DIFERIDOS	\$3.892.797	\$8.186.583

(1) Corresponde a los valores administrativos por la Fiduciaria Bancolombia, según contrato N° 5287, de Fiducia Mercantil Irrevocable de Administración y Pagos.

(2) Corresponde al CDT constituido con los recursos en Fideicomiso en el Banco Agrario.

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
INTANGIBLES		
Servidumbres (1)	1.440.022	1.404.022
Software (2)	741.541	690.524
Licencias (2)	254.134	254.134
Software Gerencia (2)	285.269	285.269
Subtotal	2.720.966	2.633.949
Menos: Amortización	(1.189.755)	(995.125)
TOTAL INTANGIBLES	\$1.531.211	\$1.638.824

(1) Corresponde al valor de las servidumbres adquiridas para la construcción de la Línea de Transmisión La Virginia - Cártegui 115 kV, según contrato ISA 4000565 - DISPAC 05, y a la imposición de otras servidumbres en el Departamento del Chocó.

(2) 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.

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
VALORIZACIONES		
Redes, Líneas y Cables (1)	57.917.507	44.733.640
Plantas, Ductos y Túneles (1)	21.024.739	20.596.509
Terrenos (1)	1.458.445	-
Equipo de Transporte (1)	50.262	-
TOTAL VALORIZACIONES	\$80.450.953	\$65.330.149

(1) Valorización acumulada de los activos como consecuencia de su mayor valor respecto al valor histórico en libros según el avalúo realizado por la firma sistemas 2000 Consultores S.A.S., durante la vigencia 2014.

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		
	2014	2013
CUENTAS X PAGAR A CORTO PLAZO		
Cuentas X Pagar por Bienes y Servicios (1)	1.919.126	324.653
Retención Garantías Contratistas (2)	1.913.316	174.406
Retención en la Fuente (3)	407.489	461.188
Subsidios Asignados (4)	85.242	55.211
Impuestos, Contribuciones y Tasas (5)	57.913	1.523.871
Impuesto al Valor Agregado - IVA	9.946	11.771
Acreedores	-	133
Subtotal	4.393.032	2.551.233
Recursos Recibidos en Administración (6)	226.275	1.657.201
TOTAL CUENTAS X PAGAR	\$4.619.307	\$4.208.434

**(1) CUENTAS POR PAGAR BIENES Y SERVICIOS**

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
Proveedores de Inversión	1.228.169	2.850
Proveedores de Producción	625.215	187.721
Proveedores Otros Costos y Gastos	48.027	252
Proveedores de Operación Comercial	17.715	133.830
TOTAL CUENTAS X PAGAR BIENES Y SERVICIOS	\$1.919.126	\$324.653

(2) RETENCIÓN GARANTÍA CONTRATISTAS

Representa el valor de las retenciones de garantías aplicadas al contratista DISICO, en desarrollo del contrato de Interconexión Eléctrica - Fase 1.

(3) 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		
	2014	2013
Retención en la Fuente por Renta	391.863	428.155
Impuesto al Valor Agregado - IVA	12.746	25.351
Impuesto de Industria y Comercio	2.880	7.682
TOTAL RETENCIONES EN LA FUENTE	\$407.489	\$461.188

(4) SUBSIDIOS ASIGNADOS

Representa los dineros consignados por el Fondo de Energía Social según resolución 91490 y 91504 de diciembre de 2014, los cuales serán aplicados en enero de 2015. Para 2013 representaba los dineros consignados por el Fondo de Energía Social según Resolución 91120 del 18 de diciembre de 2013, los cuales fueron aplicados en enero de 2014.

(5) IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS

Corresponde a la última cuota del impuesto del impuesto de Industria y Comercio del Municipio de Quibdó por valor de \$57.913 para el año 2014 y \$54.265 para el año 2013, para la vigencia anterior incluía \$1.469.606 del impuesto al patrimonio, pagado durante la vigencia 2014.

(6) RECURSOS RECIBIDOS EN ADMINISTRACIÓN

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
Proyectos Garantía - FAER	165.906	1.474.733
Proyectos Garantía - FNR	60.141	86.891
Proyecto Quibdó - Atrato	228	95.577
TOTAL RECURSOS RECIBIDOS EN ADMINISTRACIÓN	\$226.275	\$1.657.201

NOTA 12.**OBLIGACIONES LABORALES**

Las obligaciones laborales corresponden a:

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
Vacaciones por Pagar	15.069	21.506
Cesantías por Pagar	5.466	5.361
Intereses sobre las Cesantías por Pagar	656	643
TOTAL OBLIGACIONES LABORALES	\$21.191	\$27.510

NOTA 13.**PASIVOS ESTIMADOS**

Los pasivos estimados corresponden a:

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
PASIVOS ESTIMADOS		
Provisión Obligaciones Fiscales (1)	1.006.189	1.077.909
Provisión para Contingencias (2)	1.127.760	1.150.194
Otras Provisiones Diversas (3)	9.632.631	2.456.800
TOTAL PASIVOS ESTIMADOS	\$11.766.580	\$4.684.903

(1) PROVISIÓN OBLIGACIONES FISCALES

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
Impuesto Sobre la Renta para la Equidad - CREE (a)	489.164	597.945
Industria y Comercio (Chocó)	489.781	448.236
Industria y Comercio (Bogotá)	211	403
Predial Unificado	27.033	31.325
TOTAL PROVISIÓN OBLIGACIONES FISCALES	\$1.006.189	\$1.077.909

(a) Las disposiciones fiscales aplicables a la Compañía estipulan que:

La tarifa aplicable al impuesto sobre la renta por el año 2014 es del 25%. La reducción en la tarifa del impuesto sobre la renta para el año 2014 fue dispuesto por la Ley 1607 de diciembre de 2013, 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 1º de enero de 2013.

DETALLE	2014	2013
Utilidad antes de Impuestos	2.293.134	4.303.243
Más Gastos No Deducibles		
Impuesto al Patrimonio	1.469.606	1.469.606
Provisión de Deudores	1.451.269	652.396
Impuesto Predial y de Industria y Comercio	-	398.040
Gastos al Movimiento Financiera	176.769	29.179
Provisión para Contingencias - Demandas	200.000	109.154
Otros Gastos Extraordinarios	107.500	12.821
Impuesto sobre Vehículos Automotores	-	1.670
Intereses Adquisición Bienes y Servicios	942	50
Total Gastos No Deducibles	3.406.086	2.938.530
Menos Ingresos No Agravales		
Recuperación de Provisión por Demandas	(243.288)	-
Impuesto Predial y de Industria y Comercio	(20.776)	-
Total Ingresos No Deducibles	(264.064)	-
Renta Líquida del Ejercicio	5.435.156	7.241.773
Compensación Pérdidas Fiscales	(5.435.156)	(7.241.773)
Renta Líquida Gravable Impuesto de Renta	-	-
Provisión Ret. para Impuesto Sobre la Renta Ordinaria	-	-
Renta Líquida Gravable Impuesto Sobre la Renta para la Equidad	\$5.435.156	\$6.643.830
Provisión para Impuesto Sobre la Renta para la Equidad	\$489.164	\$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 EN LA SIGUIENTE PÁGINA



GRÁFICA No. 01

TIPO DE ACCIÓN	2014				2013			
	RIESGO DEMANDA	CANTIDAD	CUANTÍA DEMANDA	VALOR PROVISIÓN	RIESGO DEMANDA	CANTIDAD	CUANTÍA DEMANDA	VALOR PROVISIÓN
Reparación Directa	Alto - Medio	15	9.110.051	440.000	Alto - Medio - Bajo	12	6.340.634	240.000
Resp. Civil Extracontractual	Alto - Medio - Bajo	11	3.805.999	466.282	Alto - Medio - Bajo	17	4.828.528	683.436
Acción de Grupo	Medio	2	1.585.823	-	Medio	2	1.585.823	-
Demanda de Servidumbre	Medio	3	619.963	41.478	Medio	3	619.963	41.478
Ordinario Reivindicatorio	-	-	-	-	Medio	2	530.000	5.280
Ordinario Laboral	Medio	1	250.000	180.000	Medio	1	250.000	180.000
Acción Ordinaria Civil	Bajo	1	15.000	-	Bajo	2	15.468	-
Ordinario Contractual	Medio	1	98.478	-	Medio	1	98.478	-
TOTALES		34	15.485.314	1.127.760		40	14.268.894	1.150.194

(3) OTRAS PROVISIONES DIVERSAS

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
OTRAS PROVISIONES DIVERSAS		
Proveedores Costos de Producción (a)	5.218.392	1.426.200
Operación Comercial (b)	4.132.256	748.617
Proveedores de Inversión	281.983	281.983
TOTAL OTRAS PROVISIONES DIVERSAS	\$9.632.631	\$2.456.800

(a) En 2014 incluye la provisión por concepto de remuneración del Gestor para los meses de septiembre, octubre, noviembre y diciembre, por valor de \$4.816.544. En 2013 corresponde a la remuneración del Gestor para el mes de diciembre por valor de \$1.056.546, incluye además para las vigencias 2013 y 2014, la provisión por honorarios y costos de conexión y ADM.

(b) Corresponde a los consumos de energía en bolsa y por contrato del mes de diciembre de 2014, de los proveedores XM y Gecelca por valor de \$3.429.372 y a los demás costos asociados a la energía del mes de diciembre. En la vigencia 2013 el valor por consumos de energía en bolsa y por contrato ascendía a la suma de \$536.940.

NOTA 14.
RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS

Los recaudos a favor de terceros corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS		
Convenios Alumbrado Público (1)	183.925	155.561
Acreditados por Remanente (2)	305.384	162.553
TOTAL RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS	\$489.309	\$318.114

(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 y/o pago anticipado del servicio de energía.

NOTA 15.
PRESTAMOS DE BANCA COMERCIAL

Corresponde a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
PRESTAMOS DE BANCA COMERCIAL		
Prestamos de Banca Comercial (a)	5.000.000	-
TOTAL PRESTAMOS DE BANCA COMERCIAL	\$5.000.000	-

(a) Crédito adquirida con Bancolombia el 22 de diciembre de 2014, a una tasa de interés nominal del 7,3696% más 3 puntos adicionales. el crédito sera cancelada en un plazo de 144 meses, incluido 24 meses de período de gracia a capital, mediante 120 cuotas mensuales y consecutivas así: 1) 119 cuotas por valor de \$41.667 y 2) una cuota por valor de \$41.668, la primera de las cuales deberá pagarse el 23 de enero de 2017, la segunda el 23 de febrero de 2017 y así sucesivamente hasta el pago de la obligación. Durante el plazo de la Empresa pagará sobre saldos de capital (incluyendo el período de gracia) intereses corrientes liquidados a la tasa DTF (T.A.) certificada por el Banco de la República o la entidad que haga sus veces, adicionada en tres puntos.

NOTA 16.
PATRIMONIO

Se encuentra conformado de la siguiente manera:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
PATRIMONIO INSTITUCIONAL		
Capital Suscrito y Pagado (1)	131.344.200	131.344.200
Reservas de la Ley (2)	-	754.881
Resultado de Ejercicios Anteriores (3)	(42.160.900)	(46.621.079)
Resultado del Presente Ejercicio	1.803.970	3.705.298
Superávit por Valorización (4)	80.450.953	65.330.149
TOTAL PATRIMONIO	\$171.438.223	\$154.513.449

(1) CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
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 Capital suscrito y pagada con corte al 31 de diciembre de 2014:

VER GRÁFICA No. 02 EN LA 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	326.000	32.800.000	328.000	32.800.000	-	-	24,9725
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	-	100	1	100	-	-	0,0001
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	-	100	1	100	-	-	0,0001
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	-	100	1	100	-	-	0,0001
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	-	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.

(2) RESERVAS DE LEY

Por disposición de la Asamblea General de Accionistas, en reunión celebrada el 19 de marzo de 2014, y según consta en acta No. 021, tanto la utilidad del ejercicio 2013 como las reservas legales constituidas, se utilizaron para enjugar las pérdidas acumuladas. La anterior se encuentra amparado por el artículo 456 del Código de Comercio.

(3) RESULTADO DE EJERCICIOS ANTERIORES

Las pérdidas acumuladas corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
Pérdida del Año 2002	(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	538.021
Utilidad del Año 2013	3.705.298	-
Reserva de Ley Erijugada con Pérdidas Acumuladas	754.881	-
TOTAL PÉRDIDA EJERCICIOS ANTERIORES	(\$42.160.900)	(\$46.621.079)

(4) SUPERÁVIT POR VALORIZACIÓN

Corresponde al mayor valor de los activos eléctricos, como resultado del avalúo realizado durante el año 2014, por la firma Sistemas 2000 Consultores S.A.S.

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
Redes, Líneas y Cables	57.917.507	44.733.640
Plantas, Ductos y Túneles	21.024.739	20.596.509
Terrenos	1.458.445	-
Equipo de Transporte	50.262	-
TOTAL SUPERÁVIT POR VALORIZACIÓN	\$80.450.953	\$65.330.149

NOTA 17.

CUENTAS DE ORDEN

Las cuentas de orden corresponden a:

AL 31 DE DICIEMBRE

	2014	2013
CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS		
Activos Depreciados, Agotados o Amortizados (1)	15.639.693	15.639.693
Deudoras Fiscales-Corrección Monetaria (2)	13.201.011	13.201.011
Cartera Castigada (3)	9.242.088	7.798.230
Material Desmontado Ejecución Contratos	5.722.434	5.722.434
Intereses Cartera (4)	3.335.787	3.202.783
Litigios y Demandas (5)	1.824.561	1.824.561
Baja de Activos por Sinistros (6)	744.666	744.666
Recuperación Cartera Castigada	7.810	6.393
Recursos de Inversión Utilizados en Operación	3.212	3.212
Intereses sobre Facturación al Municipio de Quicó	1.665	-
TOTAL CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS	\$49.722.927	\$48.142.983

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

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

(3) Corresponde al saldo acumulado de la cartera capital y de intereses castigada durante los años 2012, 2013 y 2014, por valor de \$2.885.150, \$4.913.080 y \$1.443.858 respectivamente.

(4) Corresponde a los intereses de mora generados sobre la cartera del los usuarios. En el proceso de castigo de cartera, se depuraron intereses por valor de \$427.007, en 2013 se depuraron intereses por valor de \$1.153.769.

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

(6) 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 Cértegui.

AL 31 DE DICIEMBRE

	2014	2013
CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS		
Gastos y/o Deducciones en Rente (Fiscales) (1)	51.859.877	49.751.001
Responsabilidades Contingentes (2)	15.485.314	14.268.895
TOTAL CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS	\$67.345.191	\$64.019.896



(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 contenciosos administrativos y acciones de cumplimiento, populares y de grupo.

NOTA 18. 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 postería y otros servicios asociados con la comercialización y distribución de energía.

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
INGRESOS OPERACIONALES		
Ventas de Servicios (1)	75.334.593	66.836.540
Venta de Bienes	22.644	34.142
TOTAL INGRESOS OPERACIONALES	\$75.357.237	\$66.870.682

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
(1) VENTA DE SERVICIOS		
Consumo de Energía (a)	52.412.985	52.432.199
Remuneración Activos del STR	14.285.616	12.002.058
Consumo de Energía - Estimado (Nota 5) (a)	5.610.514	-
Otros Servicios de Energía (b)	2.137.367	1.806.054
Sistema de Distribución Local SDL	586.615	249.345
Remuneración Activos del STN	301.496	346.884
TOTAL VENTA DE SERVICIOS DE ENERGÍA	\$75.334.593	\$66.836.540

(a) A continuación se detalla la facturación del servicio de energía por clase de servicio:

AL 31 DE DICIEMBRE		
CLASE SERVICIO	2014	2013
Residencial	22.106.196	23.710.530
Comercial	9.262.915	9.262.633
Industrial	235.401	235.316
Oficial	4.449.362	4.332.529
Alumbrado Público	1.204.174	1.307.412
Provisional	527.405	310.043
Subtotal	\$37.785.453	\$39.158.463
Bancos de Descuentos	-	(187.325)
Total Usuarios	\$37.785.453	\$38.971.138
Subsidios (*)	14.627.532	13.461.061
Total Venta Energía	\$52.412.985	\$52.432.199
Estimado Consumo Energía Diciembre (**)	5.610.514	-
TOTAL VENTA ENERGÍA	\$58.023.499	\$52.432.199

(*) Estimado de los consumos de energía y energía en medidores del mes de diciembre, los cuales son facturados en enero de 2015.

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

OTROS CONCEPTOS FACTURADOS		
	2014	2013
Venta de Energía en Bolsa	1.032.575	67.314
Servicio Alumbrado Público	445.771	438.943
Acciones de Corte y Reconexión	304.150	298.632
Recuperación de Energía	276.875	779.819
Otros Servicios de Energía	37.385	65.773
Reintegro de Fraudes de Energía	34.669	59.720
Reposición Equipos y/o Materiales	5.942	-
Energía Prepago	-	95.853
Total Otros Conceptos Facturados	\$2.137.367	\$1.806.054

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		
	2014	2013
COSTOS DE VENTAS DE BS Y SERVICIOS		
Energía y Costos Asociados (1)	45.605.669	34.837.403
Remuneración Gestor	13.708.485	13.606.870
Otros Costos de Ventas (2)	4.610.994	1.892.249
SUBTOTAL COSTOS DE VENTAS DE BS Y SERVICIOS	\$63.925.148	\$50.336.522

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
(1) ENERGÍA Y COSTOS ASOCIADOS		
Energía	37.618.077	27.513.954
Sistema Transmisión Nacional	4.282.439	3.963.992
Sistema Transmisión Regional	3.547.750	3.204.276
Sistema de Intercambios Comerciales y CND	38.018	104.929
Liquidador y Administrador de Cuentas del STR-LAC	119.385	50.252
TOTAL ENERGÍA Y COSTOS ASOCIADOS	\$45.605.669	\$34.837.403

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
(2) OTROS COSTOS DE VENTAS		
Asesoría Técnica e Interventoría	1.193.656	11.600
Consultoría en Software	1.214.640	-
Mantenimiento Líneas, Redes y Ductos	792.383	1.350.243
Telecomunicaciones	508.640	15.526
DES	377.273	108.935
Seguros	247.113	157.485
Costo por Conexión - STN	136.855	128.408
Arrendamiento Construcciones y Edificaciones	89.266	79.307
Contribuciones FAER y PRONE	30.723	-
Bienes Comercializados	20.445	27.578
Medición Remota	-	13.167
TOTAL OTROS COSTOS DE VENTAS	\$4.610.994	\$1.892.249

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES		
Depreciaciones y Amortizaciones	3.439.741	3.339.687
Impuesto al Patrimonio	1.469.606	1.469.606
TOTAL DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES	\$4.909.347	\$4.809.293



NOTA 20.
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Los gastos de administración corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN		
Gastos Generales (1)	1.089.637	1.111.958
Honorarios (2)	754.566	4.717.735
Sueldos y Salarios	717.836	705.585
Otros Gastos Generales (3)	356.749	123.683
SUBTOTAL	\$2.918.788	\$6.658.961

(1) Corresponde a:

CONCEPTO	2014	2013
Arrendamientos	345.541	327.748
Publicidad y Propaganda	336.707	314.768
Viáticos y Gastos de Viajes	166.881	220.434
Promoción y Divulgación	45.913	26.417
Comunicaciones y Transportes	39.613	54.782
Impresos, Publicaciones, Suscripciones y Afiliaciones	37.843	27.665
Mantenimiento	33.374	8.149
Servicios de Aseo, Cafetería, Restaurante	27.703	45.871
Otros Gastos Generales	21.991	26.229
Materiales y Suministros	19.730	33.322
Combustibles y Lubricantes	8.493	10.620
Servicios Públicos	5.319	15.384
Fotocopias	317	536
Elementos de Aseo, Lavandería y Cafetería	212	33
TOTAL GASTOS GENERALES	\$1.089.637	\$1.111.958

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

CONCEPTO	2014	2013
Asesoría Técnica (a)	454.776	2.036.728
Revisoría Fiscal	102.051	88.619
Junta Directiva	78.848	91.962
Asesoría Jurídica	42.020	326.922
Auditoría de Gestión	40.298	39.124
Asesoría Financiera	36.573	237.892
Interventoría (b)	-	1.896.488
TOTAL HONORARIOS	\$754.566	\$4.717.735

(a) El valor de la consultoría en sistemas de información fue reclasificado al costo dentro del grupo de telecomunicaciones (Nota 19).

(b) Los pagos por concepto de interventoría fueron reclasificados al costo durante la vigencia 2014 al grupo de honorarios (Nota 19).

(3) Corresponde a:

CONCEPTO	2014	2013
Seguros Generales	307.376	98.586
Certificación de Calidad	42.838	13.705
Otros Servicios	4.260	9.011
Gastos Legales	2.275	2.381
TOTAL OTROS GASTOS	\$356.749	\$123.683

AL 31 DE DICIEMBRE

	2014	2013
IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS		
Gravamen al Movimiento Financiero	353.538	395.072
Contribución SSPD	203.462	157.189
Cuota de Fiscalización y Auditoría - CGR	154.277	153.778
Otros Impuestos y Contribuciones	132.938	105.729
Contribución CREG	66.590	48.956
Industria y Comercio	12.729	13.399
Total Impuestos, Contribuciones y Tasas	\$923.534	\$874.123
PROVISIONES		
Provisión para Deudores	2.166.072	652.397
Provisión Industria y Comercio	507.770	453.591
Provisión para Contingencias	200.000	109.154
TOTAL PROVISIONES	\$2.873.842	\$1.215.142

NOTA 21.
INGRESOS Y GASTOS NO OPERACIONALES

Los otros ingresos y gastos no operacionales corresponden a:

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
INGRESOS FINANCIEROS		
Intereses sobre Depósitos en Bancos	232.055	161.829
Intereses por Mora	169.957	159.464
Intereses sobre Depósitos en Administración	53.674	226.735
Intereses por Anticipos Entregados a Contratistas	2.816	184
Rendimiento Anticipo ISA	358	71.473
Intereses por Financiación Usuarios	43	91
TOTAL INGRESOS FINANCIEROS	\$458.903	\$619.776
OTROS INGRESOS		
Ingresos Extraordinarios (1)	1.025.523	847.655
TOTAL OTROS INGRESOS	\$1.025.523	\$847.655

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2014	2013
(1) INGRESOS EXTRAORDINARIOS		
Comisiones (a)	550.000	-
Recuperaciones (b)	246.688	29.561
Aprochamientos (c)	118.650	3.488
Arrendamientos - Uso de Postería (d)	64.905	810.663
Incumplimientos en Liquidación de Contratos	44.140	1.895
Otros Ingresos Extraordinarios	1.140	1.054
Costas y Procesos-Tribunal Arbitramento	-	994
TOTAL INGRESOS EXTRAORDINARIOS	\$1.025.523	\$847.655

a) Corresponden a la comisión pagada a DISPAC con concepto de administración de los recursos girados por el Ministerio de Minas y Energía, a través del FAER.

b) Incluye la recuperación por demandas falladas a favor de la empresa por valor de \$222.434, y la recuperación de provisión por el impuesto CREE estimado a diciembre de 2013. Para la vigencia 2013, incluye \$15.421 por concepto de reintegro realizado por el Gestor, de sanciones pagadas a la Superintendencia de Servicios Públicos durante la vigencia 2012.



c) Corresponde a la venta de material eléctrico dado de baja por valor de \$116.158, a sobrantes por ajustes en el inventario y otros ajustes por sobrantes en consignaciones.

(d) En 2013, incluyó \$792.765, correspondientes al pago de uso de posterioría por el periodo comprendido entre el 1° de septiembre de 2006 y el 28 de febrero de 2014, según acuerdo de transacción firmado entre DISPAC y Colombia de Telecomunicaciones.

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
GASTOS FINANCIEROS		
Intereses (a)	121.772	49
Comisiones y Gastos Bancarios	103.738	59.424
Administración Fiducia	36.529	-
TOTAL GASTOS FINANCIEROS	\$262.039	\$59.473

(a) Corresponde a los intereses generados por el crédito de tesorería adquirido con Bancolombia por valor de \$4.900 millones, el 22 de agosto de 2014.

AL 31 DE DICIEMBRE		
	2014	2013
OTROS GASTOS		
Ajuste Ejercicios Anteriores - Inventaría (a)	(1.484.402)	-
Otros Gastos Extraordinarios (b)	186.167	81.356
GMF Recursos FAER Años Anteriores (c)	34.066	-
TOTAL OTROS GASTOS	(\$1.264.169)	\$81.356

(a) Corresponde al valor de la inventaría a los proyectos de inversión, realizada por la Desarrolladora de Proyectos de Ingeniería - DEPI Ltda., durante

los años 2012 y 2013, por valor de \$1.070.192, y a la inventaría y diseños realizada por la firma WSP sobre el proyecto de modernización y ampliación de la Subestación el Siete por valor de \$414.210, las cuales habían sido reconocidas con un gasto de administración; para la presente vigencia la Empresa procedió a reconocer el valor de la inventaría como un mayor valor de los activos que se encontraban construidos o en proceso de construcción, conforme a las normas técnicas relativas a las etapas de reconocimiento y revelación de los hechos financieros, económicos, sociales y ambientales, establecidas en el Régimen de Contabilidad Pública.

(b) De los gastos extraordinarios \$112.733 corresponden a conciliaciones pagadas a terceros en el año 2014 y \$72.615 a sanciones impuestas por la SSPD en 2014 y \$819 y \$12.821 a otros gastos por ajustes a la decena en la clausura de otros conceptos y en decimales durante las vigencias 2014 y 2013 respectivamente.

(c) El contrato suscrito con el Ministerio de Minas y Energía, estableció que el valor de los gastos bancarios y del gravamen al movimiento financiero, que se generara por las operaciones realizadas con los recursos del FAER, estarían a cargo de DISPAC, dado lo anterior se procedió a reconocer en el gasto el valor generado por este concepto en vigencias anteriores.

ADRIANA PATRICIA MÚNERA DUQUE
Contador DISPAC S.A. E.S.P.
T.P. 113254 - T



dispac[®]

La energía del Chocó

Informe de
Gestión | 2014



w w w . d i s p a c . c o m . c o



QUIBDÓ

Carrera 7 No. 24 - 76

Teléfono: (4) 670 97 22 - 670 78 49

BOGOTÁ

Avenida Calle 26 No. 69D - 91 Torre 2 Oficina 307

Teléfono: (1) 467 22 04 / 05 / 06

