

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A.E.S.P



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE**

**DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, agosto de 2013**

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A.E.S.P**

ANÁLISIS AÑO 2012

AUDITOR: Gestión Futura S.A.S.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1994 para desarrollar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$1.128.166.225.440 y tiene su sede principal en la ciudad de Yumbo. Su última actualización en RUPS fue el día 4 de Marzo de 2013.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad Anónima (S.A.)
Razón social	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.
Sigla	Epsa S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	Oscar Iván Zuluaga Serna

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$4.042.395.549.764	\$4.153.408.432.438	-2,67%
Activo Corriente	\$441.374.974.236	\$522.360.038.031	-15,50%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$2.195.593.994.107	\$2.135.374.609.611	2,82%
Inversiones	\$241.750.336.864	\$244.972.781.910	-1,32%
Pasivo	\$1.132.397.839.214	\$1.279.899.765.786	-11,52%
Pasivo Corriente	\$178.219.999.773	\$422.429.192.120	-57,81%
Obligaciones Financieras	\$85.092.718.652	\$155.417.586.947	-45,25%
Patrimonio	\$2.909.997.710.550	\$2.873.508.666.652	1,27%
Capital Suscrito y Pagado	\$1.128.166.225.440	\$1.128.166.225.440	0,00%

Fuente: SUI

Los Activos de la Empresa para el año 2012 fueron de \$4.042.396 millones, presentando una disminución de \$111.013 millones con respecto al año anterior, debido a la reducción en otros Activos en 5,69% con respecto a 2011, como consecuencia del decrecimiento en la cuenta de intangibles, la cual presentó una variación de \$379.278 millones pasando de \$435.692 a \$56.414 millones, estos incluyen derechos sobre el contrato de suministro de energía (PPA) suscrito ente la compañía y TERMOVALLE S.A.

La cuenta de deudores, presenta una disminución de 22,75% con respecto a 2011 descendiendo a \$168.018 millones, debido a la reducción de la cuenta de clientes de servicio de energía en \$41.613 millones; la Empresa registra deudores por el concepto de subsidios del servicio de energía por \$11.452 millones.

Con respecto al efectivo, se evidencia una reducción de \$38.954 millones, esta variación es provocada por el decrecimiento en bancos y corporaciones en \$38.971 millones; de los cuales \$36.146 millones corresponden a cuenta de ahorro, \$3.906 millones a cuenta corriente bancaria. En la nota 5 de los estados financieros se señala que no se tiene restricciones que limiten el uso del disponible.

Por otra parte, la propiedad planta y equipo presentó un incremento de 2,82% equivalente a \$60.219 millones; las plantas de generación y subestaciones y/o estaciones de regulación presentan un aumento de \$41.929 millones, en esta cuenta se presentaron inversiones en las plantas de Salvajina, Alto Anchicayá, Bajo Anchicayá, Calima, Amaime, Prado, Nima I y II y Rio Cali, las cuales son contabilizadas en propiedad planta y equipo, debido a que prolongan la vida de las plantas y mejoran su eficiencia, de acuerdo a la nota 10 de los estados financieros; las redes de distribución crecieron \$38.464 millones; de igual forma las construcciones en curso presentan un incremento de \$21.246 millones.

Se realizó la adquisición de terrenos para la construcción de la subestación Alferéz II y la subestación Jamundi de 115V.

El Activo Corriente corresponde al 10,92% de los Activos Totales de la Empresa, el cual presentó una disminución del 15,50% con respecto al 2011, pasando de \$522.360 millones en 2011 a \$441.375 millones en 2012, compuesto por deudores de servicios públicos de energía por \$137.385 millones; seguido por inversiones de \$136.022 y finalmente efectivo por \$134.624 millones.

En cuanto a los Pasivos, disminuyeron un 11,52%, ubicándose en \$1.132 mil millones en 2012, variación producida en su mayoría por la reducción en 59,71% en las cuentas por pagar, explicada por el decrecimiento en \$129.946 millones en acreedores, la cual incluía un fallo proferido contra la compañía que implicó el mantenimiento de la central Bajo Anchicayá, esta orden de pago fue suspendida en 2012 por la Corte Constitucional, el valor de este Pasivo por \$133,557 millones fue reclasificado como un Pasivo estimado a largo plazo y no fue excluido de los estados financieros.

Los Pasivos estimados y provisiones presentaron un crecimiento de \$99.643 millones, explicado en la variación de la provisión para contingencias por concepto de litigios o demandas por \$99.085 millones debido a la reclasificación del fallo judicial proferido contra la empresa, pasando de \$71.209 a \$170.294 millones.

Las obligaciones financieras presentaron una reducción de 45,25% con respecto al año anterior, descendiendo a \$85.093 millones, esto generado en su mayoría por la disminución en el financiamiento entidades privadas, el cual correspondía a el contrato

de suministro de energía suscrito con Termovalle S.C.A E.S.P., cuenta que en 2011 era de \$101.670 millones y en 2012 presentó un saldo de \$0.

En 2012 se canceló la totalidad de las obligaciones con compañías de financiamiento comercial las cuales eran de \$3.133, la Empresa continua con créditos con el Banco de Occidente y TERMOVALLE S.C.A. S.A., estas se encuentran instrumentadas mediante pagares de acuerdo a la nota 15 de los estados financieros

El Pasivo corriente corresponde al 15,74% del total de Pasivos, el cual desciende a \$178.220 millones en 2012, presentando una variación de 57,81% con respecto a 2011, este está compuesto principalmente por cuentas por pagar de \$118.212 millones, seguido por Pasivos estimados y provisiones de \$35.927 millones.

El patrimonio presentó un incremento de 1.27% equivalente a \$36.489 millones con respecto a 2011, pasando de \$2.873.509 a \$2.909.998 millones en 2012, soportado en el aumento en los resultados del ejercicio, los cuales presentaron un crecimiento de \$85.176 millones.

En cuanto a la estructura de capital de la Empresa, el 71,99% de los fondos de la Empresa son propios, y el 28,01% restantes son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$1.176.590.021.520	\$1.159.200.352.779	1,50%
COSTOS OPERACIONALES	\$720.506.259.841	\$671.695.158.907	7,27%
GASTOS OPERACIONALES	\$215.980.573.981	\$184.111.736.420	17,31%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$240.103.187.698	\$303.393.457.452	-20,86%
OTROS INGRESOS	\$105.038.915.511	\$53.634.891.897	95,84%
OTROS GASTOS	\$68.091.362.394	\$165.154.058.007	-58,77%
GASTO DE INTERESES	\$47.214.973.700	\$44.235.726.602	6,73%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$277.383.863.911	\$192.207.414.438	44,31%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales para el 2012 fueron de \$1.176.590 millones, presentando un incremento del 1,50% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento en la venta de servicios en \$17.200 millones, de los cuales \$11.405 corresponden al servicio de energía; ventas que pasaron de \$1.144.112 a \$1.155.518 millones.

Los Costos Operacionales fueron de \$720.506 millones, los cuales representan el 61,24% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 7,27% con respecto al año anterior, como consecuencia del incremento en las compras en bolsa y/o a corto plazo y en bloque y/o a largo plazo por \$204.425 y \$94.566 millones respectivamente.

Los gastos operacionales aumentaron 17,31%, pasando de \$184.112 a \$215.981 millones, de los cuales \$63.322 millones corresponden a gastos de administración y \$152.659 millones a depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento.

Los gastos de administración disminuyeron \$452 millones, variación poco significativa pero que es ocasionada por la reducción en las contribuciones imputadas en \$2.077 millones por concepto de indemnizaciones.

La cuenta de depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumentó \$32.321 millones, debido a que la provisión para obligaciones fiscales presenta un incremento de \$15.895 millones, al igual que la provisión para contingencias en litigios o demandas en \$13.378 millones.

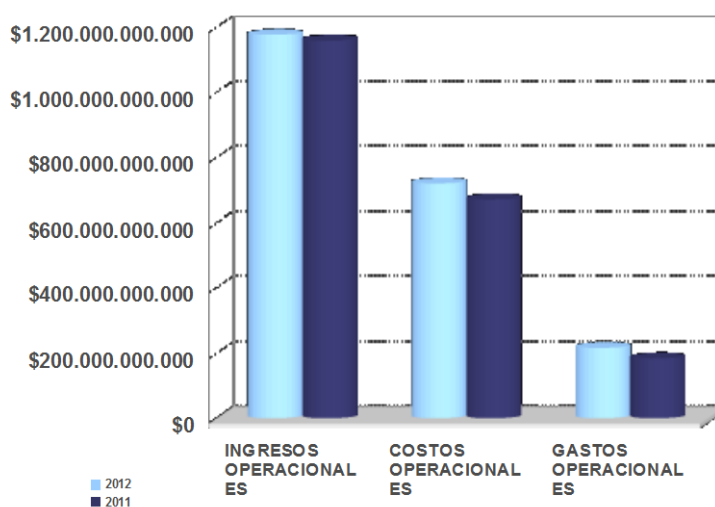
La Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$240.103 millones presentando un decrecimiento de 20,86% con respecto a 2011, como consecuencia del incremento significativo presentado en los costos y gastos operacionales, a pesar del aumento presentado en los ingresos operacionales.

Los Ingresos No Operacionales aumentaron 95,84% ubicándose en \$105.039 millones, como consecuencia del crecimiento en la cuenta de ajustes de ejercicios anteriores la cual se incrementó \$41.294 millones; los ingresos extraordinarios presentaron una variación de \$5.383 millones ascendiendo a \$11.231 millones en 2012.

Los Gastos No Operacionales en 2012 fueron de \$68.091 millones, los cuales decrecieron 58,77% con respecto a 2011, como consecuencia de la reducción en gastos extraordinarios por \$59.170, los cuales descienden a \$6.239 millones; al igual que los ingresos financieros los cuales decrecieron \$31.500.

La utilidad neta fue de \$277.384 millones, presentando un incremento de 58,77% con respecto a 2011, como consecuencia del aumento en los ingresos no operacionales y de la reducción significativa evidenciada en los gastos no operacionales en 2012.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

2.3 Indicadores Financieros

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	2,5	1,2
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	47	60
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	40	56
Activo Corriente Sobre Activo Total	10,92%	12,58%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	28,0%	30,8%
Patrimonio Sobre Activo	72,0%	69,2%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	15,7%	33,0%
Cobertura de Intereses – Veces	9,6	11,4
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	456.946.782.902	507.780.004.698
Margen Operacional	38,8%	43,8%
Rentabilidad de Activos	11,3%	12,2%
Rentabilidad de Patrimonio	16,7%	18,7%

Fuente: SUI

Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es 2,5 veces, indicador que evidencia un incremento de 1,3 veces con respecto al año anterior, este presenta una mejoría significativa como consecuencia de la reducción en los Pasivos corrientes; esto quiere decir que la Empresa cuenta con los recursos suficientes para cumplir con sus obligaciones a corto plazo, pues sus Activos corrientes para 2012 fueron de \$441.375 millones los cuales superan los Pasivos corrientes de \$178.220 millones.

La rotación de cuentas por cobrar presentó una reducción de 13 días pasando de 60 días en 2011 a 47 días en 2012, lo que implica que la Empresa tarda menos días en

hacer efectivas las cuentas por cobrar, mejorando la gestión de cobro de su cartera, como consecuencia de la reducción evidenciada en las cuentas por cobrar por concepto de servicio de energía en 2012.

La Empresa tarda 40 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo 16 días con respecto al 2011, año en el cual tardaba 56 días, como consecuencia de la reducción en las cuentas por pagar por adquisición de bienes y servicios.

El Activo corriente corresponde al 10,92% del total de Activos de la compañía, porcentaje que presenta una disminución de 1,66% con respecto al 2011, lo que implica que la mayor parte de los Activos de la Empresa están concentrados en Activos fijos.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 28,0%, en el cual se evidencia una disminución de 2,8% con respecto al año anterior, año en el que era de 30,8%, esta variación es explicada en la reducción de las cuentas por pagar, en mayor proporción en acreedores.

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

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

Rentabilidad

El EBITDA presenta una reducción de \$50.833 millones con respecto al año anterior, pasando de \$507.780 a \$456.947 millones en el 2012, debido al incremento en los costos y gastos operacionales, aunque los ingresos operacionales aumentaron con respecto a la vigencia anterior.

El margen operacional en 2012 fue de 38,8%, presentando una disminución de 4,97% con respecto al año 2011, año en el cual fue de 43,8%, la reducción presentada es consecuencia en el decrecimiento evidenciado en el EBITDA, desmejora que no compromete la rentabilidad operativa de la Empresa.

La rentabilidad de los Activos se redujo 0,92% con respecto al año anterior ubicándose en 11,3%, al igual que la rentabilidad del patrimonio la cual presento una disminución de 1,98 con respecto a la vigencia anterior, siendo de 16,7% para el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

En este capítulo se presentan los aspectos técnicos más relevantes de la empresa, la información aquí contenida fue suministrada en su mayoría por la firma Gestión Futura que se desempeña como auditora externa de gestión y resultados de la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., así mismo se tomó información del Sistema Único de Información - SUI y del portal de XM "PARATEC".

Inicialmente se presenta un resumen general la infraestructura que la compañía opera por cada actividad del servicio que presta, posteriormente se ocupa de la gestión de la empresa respecto al mantenimiento de sus activos, la inversión realizada durante el año 2012 y la evolución de la calidad del servicio y de la potencia eléctrica.

Descripción de la infraestructura

La Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., cuenta con activos destinados a prestar los servicios de Generación, transmisión y distribución de energía, la Gráfica 3.1 presenta el diagrama unifilar de los activos de generación, transmisión y sub-transmisión de la empresa obtenido del portal de XM "Paratec".

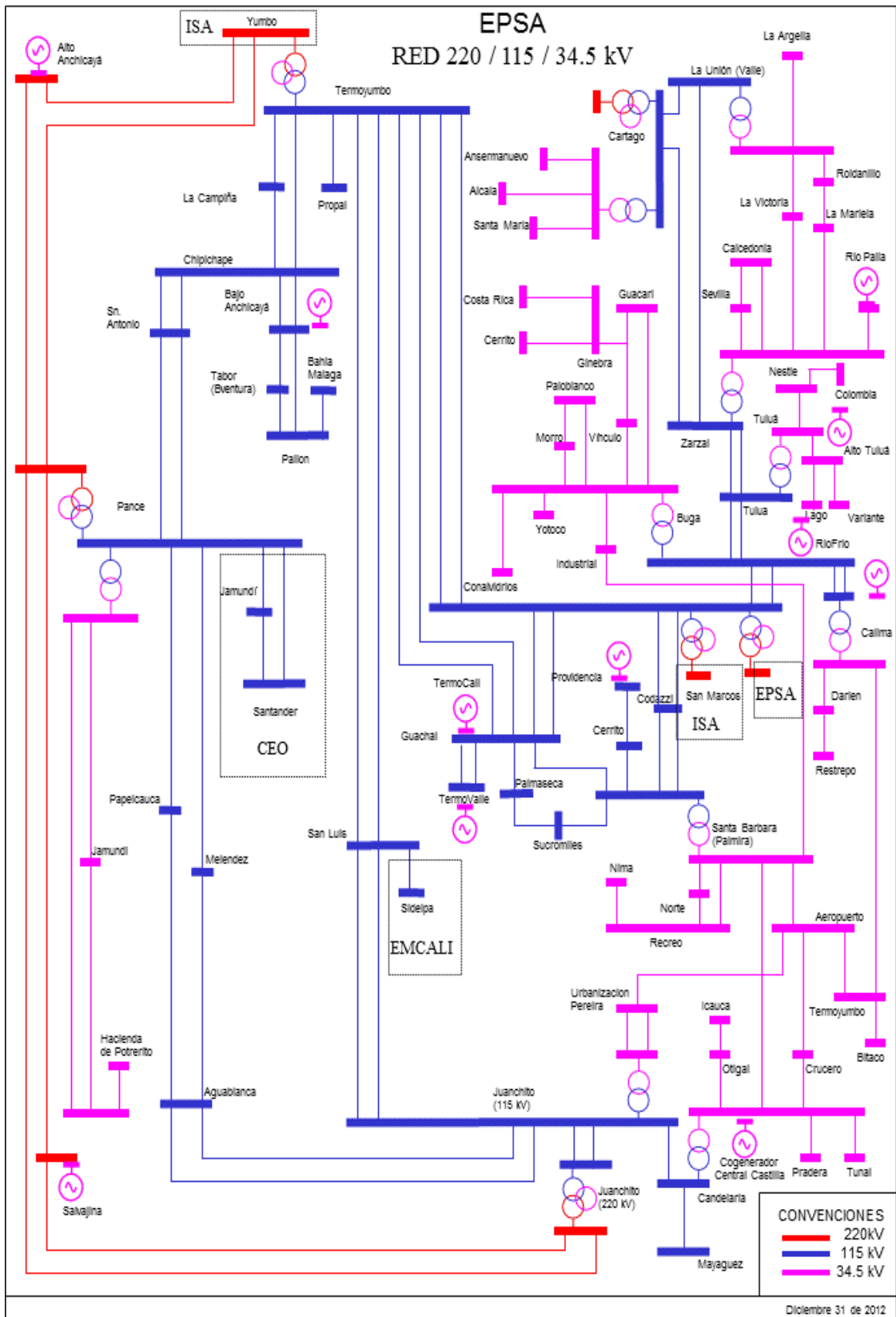
En cuanto a la actividad de generación de energía, la firma auditora informa que EPSA SA ESP cuenta con una capacidad total de generación de 945.30MW de los cuales el 94% es proporcionado por las centrales mayores de tipo embalse, el restante 6%, 53.3MW, se distribuye en las plantas menores no despachadas centralmente Alto Tuluá, Amaime, Prado IV, Nima y Rio Cali, el detalle de las plantas Mayores de generación se presenta en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Características de las centrales mayores EPSA. 2012

Central	CE N	Unidades	Capacidad Nominal [MW]	Mínimo Técnico [MW]	Capacidad reactiva [MVAR]	Entrada operación comercial
Alto Anchicaya	355	1	125	30	55	01-ene-74
		2	125	30	55	01-ene-74
		3	125	30	55	01-ene-74
Bajo Anchicaya	74	1	13	1	9	01-ene-57
		2	13	1	9	01-ene-57
		3	24	5	15	01-ene-57
		4	24	5	15	01-ene-57
Calima	132	1	33	16	23	01-ene-67
		2	33	16	23	01-ene-67
		3	33	16	23	01-ene-67
		4	33	16	23	01-ene-67
Prado	46	1	16	8	9	01-ene-73
		2	17	8	9	01-ene-73
		3	16	8	9	01-ene-73
Salvajina	285	1	95	76	45	14-ago-85
		2	95	76	45	30-dic-85
		3	95	76	45	26-nov-85

Fuente: EPSA

Gráfica 3.1 Áreas de Distribución Eléctrica –ADE de la EPSA SA ESP.



Fuente: EPSA

Adicionalmente del informe de gestión presentado por el auditor se destaca la información referente a las características del embalse de las centrales mayores, la cual se presenta en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Características de los embalses plantas mayores EPSA 2012

Embalse	Vol. Máximo Técnico [m3]	Vol. Máximo Técnico [GWh]	Vol. Mínimo Técnico [m3]	Vol. Mínimo Técnico [GWh]	Volumen Útil [m3]	Volumen Útil [GWh]
Alto Anchicaya	34,92	42,85	6,31	7,74	28,61	35,11
Calima	516,33	275	98,97	52,71	417,36	222,29
Salvajina	789,16	218,44	92,27	25,54	696,89	192,9
Prado	760,12	103,91	325,08	44,44	435,04	59,47

Fuente: EPSA

En cuanto a las actividades de transmisión y distribución la empresa cuenta con la infraestructura descrita en la Tabla 3.3, reportada por la firma auditora en su informe de gestión.

Tabla 3.3. Infraestructura de transmisión y distribución EPSA 2012

Cantidad	Sistema	#/km de línea
Subestaciones	Transmisión	7
Subestaciones	STR	21
Subestaciones	SDL	44
Líneas	Transmisión	274
Líneas	STR	970
Líneas	SDL 34,5 kV	967,606
Líneas	SDL 13,25 kV	9495,069
Transformadores de distribución		25454

Fuente: EPSA

La firma auditora informo que EPSA S.A. E.S.P. declaró en operación comercial la subestación Palmaseca 115 kV, las líneas Guachal - Palmaseca 115 kV y Palmaseca - Sucromiles 115 kV junto con sus bahías asociadas a partir del 31 de diciembre de 2012.

Inversiones

En relación con el tema de inversión la firma auditora de la empresa informo que la EPSA SA ESP., realiza la evaluación de los proyectos de expansión a partir de criterios técnico-económicos como lo son, cobertura y reconfiguración de la arquitectura de red en caminados a mantener los niveles de calidad, eficiencia y confiabilidad exigidos por la regulación vigente.

Así mismo, los criterios económicos, tomados en cuenta por la empresa, se ajustan a los ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de ingeniería y tienen en cuenta las realidades propias de la regulación de la actividad distribución y la reglas de expansión, que el Ministerio ha enunciado en la Resolución MME 180465 de 2012.

En este sentido la Tabla 3.4 presenta los proyectos desarrollados por la empresa o que se encuentran en ejecución.

Tabla 3.4. Proyectos de inversión en distribución de la EPSA

Proyecto	Descripción	Año de entrada
SSEE Alférez I 115kV	Línea 115 kV para conexión de la S/E de EMCALI	nov-13
SSEE Alférez II 230kV (activos STR)	Construcción de la nueva subestación Alférez II 230/115kV con 2x168MVA y reconfiguración del circuito Meléndez - Aguablanca 115kV	dic-13
Ampliación Transformador en Cartago	Segundo AT 230/115 kV 168 MVA (AT2 3X56MVA)	jun-14
SSEE Palmaseca 115/34,5 kV	Construcción de la subestación Palmaseca 115 con transformación 115/34,5 kV 25 MVA y conservar la transformación 34,5/13,2 25 MVA.	dic-12
Línea Juanchito-Candelaria 2 115kV	Reconfigurar a doble circuito el actual circuito de a5 km entre las subestaciones Juanchito y Candelaria 115kV. 336 ACSR	ene-14
Línea 115 kV de Respaldo a Buenaventura	Nueva interconexión a 115 kV (56 km) con la subestación Calima. También se realizara construcción de doble circuito de 56 km Calima-Bahía 450 AAAC.	dic-14
SSEE Bahía 115 kV	Construcción nueva subestación denominada Bahía 115/13,2 kV - 25 MVA y circuito en 13,2 kV.	dic-13
Conexión Aguadulce	Conexión del puerto industrial de Aguadulce en doble circuito de 34,5 kV.	dic-14
Expansión de la infraestructura eléctrica en el sector de Juanchito	Nueva Transformación 25 MVA - 115/13,2 kV en subestación Juanchito 220 con salida de 2 nuevos circuitos de 13,2 kV.	jun-14
Expansión de transformación en SSEE Tuluá	Reemplazo de transformación AT 115/34,5 kV 2X58 MVA.	dic-13
Línea 115 kV conexión Planta de generación Cucuana	Construcción de circuito sencillo de 65 kM - 556 ACSR para conexión de la generación de Cucuana.	dic-13

Fuente: EPSA

A continuación se resume el análisis realizado por la firma auditora en relación a los proyectos de inversión que observo la empresa durante el año 2012.

Con relación al proyecto de desarrollo de arquitectura de red en las tensiones 34,5kV y 13,2kV, la firma auditora informo que objetivo de la empresa es elevar la calidad del servicio y la potencia eléctrica, permitir una elevada capacidad de adaptación al crecimiento de la demanda, optimizar la operación del sistema, minimizar las perdidas optimizando la inversión. Este proyecto tiene un costo de 7.768 M\$ (dic-2011) para la red de 34,5kV con una fecha estimada de finalización del año 2015, así mismo la inversión en la red de 13,2 kV contempla un costo de 13.778 M\$ y tiene prevista su finalización en el 2013.

Por otra parte y respecto a la expansión de la cobertura, la empresa durante el 2012 planeó la ejecución de 110 proyectos con una inversión que asciende a los 1.000 M\$ para elevar la cobertura al 99,11% con respecto del 98,81% actual. El plan indicativo de expansión de cobertura a 2018 tiene un costo de \$ 12.122 millones y tiene un objetivo de cobertura del 99.6%.

En Generación la inversión realizada en el 2012 fue superior a los \$25.000 millones, distribuidos en: Adquisición, mejora y actualización técnica de equipos con una inversión cercana a los \$20.000 millones.

La inversión en infraestructura civil e instalaciones que asciende a \$4.000 millones está asociada principalmente con los siguientes aspectos:

- sistemas de tratamiento de aguas servidas
- construcción de canales de conducción en centrales menores.
- obras en represas
- vías internas
- taludes en vías internas
- edificaciones.

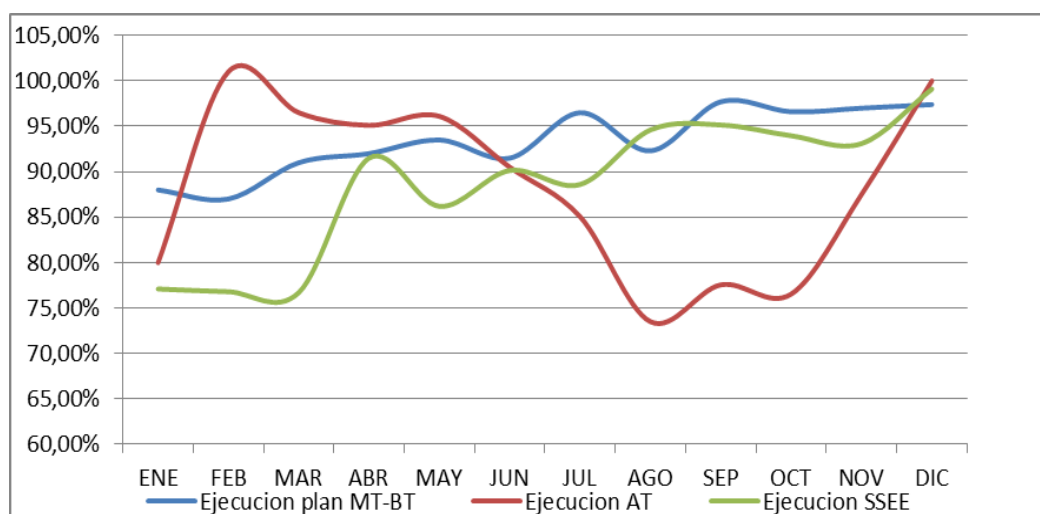
Mantenimiento y operación

La Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., cuenta con activos destinados a prestar los servicios de Generación, transmisión y distribución, en este sentido oriento los programas de mantenimiento enfocados a las plantas de generación y la infraestructura destinada al transporte y distribución de la energía.

En cuanto al mantenimiento de los activos de transmisión y distribución el informe de auditoría reveló que los esquemas de mantenimiento de la empresa son basados en la filosofía de RCM 2.0 (mantenimiento centrado en la confiabilidad) y están orientadas a lograr una mayor disponibilidad y confiabilidad de la red, mayor seguridad, mejor calidad de la energía entregada, menor impacto al medio ambiente, mayor vida de los equipos y mayor coste-eficacia.

El avance reportado del plan de mantenimiento en Transmisión y distribución del año 2012 de Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., observó una ejecución del 100% en los mantenimientos AT, del 98,2% en el mantenimiento MT-BT y del 99% en los mantenimientos de la subestación. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta comportamiento acumulado de la ejecución de los planes para las líneas de acción descritas anteriormente.

Gráfica 3.2 Ejecución de los planes de mantenimiento 2012 de la empresa.



Fuente: EPSA

En cuanto al mantenimiento de los activos de generación el auditor informa que esté se planeó teniendo en cuenta que la vida útil de las centrales hidroeléctricas en su componente eléctrico es de 40 años y en su componente civil es de 100 años, y que las centrales del portafolio EPSA SA ESP., tienen una edad promedio de 56 años, y por lo tanto sigue una política de prolongación de la vida útil mediante el control del desgaste de los equipos con acciones de mantenimiento.

La tabla presentan los mantenimientos programados de las centrales con su respectivo cumplimiento y alcance.

Tabla 3.5. Programa de mantenimiento de generación EPSA 2012

Planta	Grup	Salida	Entrada	#	MW	MW	Alcance
		Fecha	Fecha	Días Indisp	Totales	Indisp.	
Prado	4	16-feb-12	23-feb-12	8	51	5	Mntto Anual (inspección cojinetes, instalación cable potencia generador)
		16-feb-12	20-feb-12	5	51	5	
Salvajina	3	17-abr-12	24-abr-12	8	285	95	Mantenimiento Anual
		17-abr-12	25-abr-12	9	285	95	
Salvajina	2	05-jun-12	26-jun-12	22	285	95	Mantenimiento Anual, Mntto Trafo Potencia
		09-jun-12	23-jun-12	15	285	95	
Salvajina	1	05-jun-12	12-jun-12	8	285	95	Mantenimiento Anual, y Corrección Falla tierra Estator Fase T

Planta	Grup	Salida	Entrada	#	MW	MW	Alcance
		Fecha	Fecha	Días	Totales	Indisp.	
		08-mar-12	23-mar-12	16	285	95	
Bajo Anchicaya	1	10-jul-12	17-jul-12	8	74	13	Mantenimiento Anual
		10-jul-12	17-jul-12	8	74	13	
Bajo Anchicaya	2	10-jul-12	17-jul-12	8	74	13	Mantenimiento Anual
		10-jul-12	17-jul-12	8	74	13	
Bajo Anchicaya	3	24-jul-12	31-jul-12	8	74	24	Mantenimiento Anual
		24-jul-12	31-jul-12	8	74	24	
Alto Anchicaya	1	24-jul-12	31-jul-12	8	355	115	Mantenimiento Anual
		24-jul-12	31-jul-12	8	355	115	
Prado	1	01-ago-12	16-ago-12	16	51	15	Parada de planta Reparación Tubería Carga, Cambio interruptor de Grupo
		26-ago-12	08-sep-12	14	51	16	
Prado	2	01-ago-12	16-ago-12	16	51	16	Parada de planta Reparación Tubería Carga, Cambio interruptor de Grupo
		26-ago-12	08-sep-12	14	51	16	
Prado	3	01-ago-12	16-ago-12	16	51	15	Parada de planta Reparación Tubería Carga, Cambio interruptor de Grupo
		26-ago-12	08-sep-12	14	51	16	
Prado	4	01-ago-12	16-ago-12	16	51	5	Parada de planta Reparación Tubería Carga
		26-ago-12	08-sep-12	14	51	5	
Bajo Anchicaya	4	14-ago-12	21-ago-12	8	74	24	Mantenimiento Anual
		14-ago-12	19-ago-12	6	74	24	
Alto Anchicaya	2	14-ago-12	21-ago-12	8	355	120	Mantenimiento Anual
		14-ago-12	21-ago-12	8	355	120	
AMAIME	1	30-oct-12	18-nov-12	20	20	10	Mantenimiento Anual y Revisión tubería de Carga
AMAIME	2	30-oct-12	23-dic-12	55	20	10	Overhaul y Revisión tubería de Carga
Calima	1	28-sep-12	04-oct-12	7	132	33	Cambio Regulador Tensión y Vaciado Tubería Carga, Reparación Valv Entrada G4
		09-oct-12	20-oct-12	11	132	33	
Calima	2	28-sep-12	04-oct-12	7	132	33	Cambio Regulador Tensión y Vaciado Tubería Carga, Reparación Valv Entrada G4
		09-oct-12	16-oct-12	7	132	33	

Planta	Grup	Salida	Entrada	#	MW	MW	Alcance
		Fecha	Fecha	Días	Totales	Indisp.	
		12					
Calima	3	28-sep-12	04-oct-12	7	132	33	Vaciado Tubería Carga, Reparación Valv Entrada G4
		09-oct-12	16-oct-12	7	132	33	
Calima	4	28-sep-12	31-dic-12	95	132	33	Reparación Valv Entrada G4
		09-oct-12	14-feb-13	95	132	33	

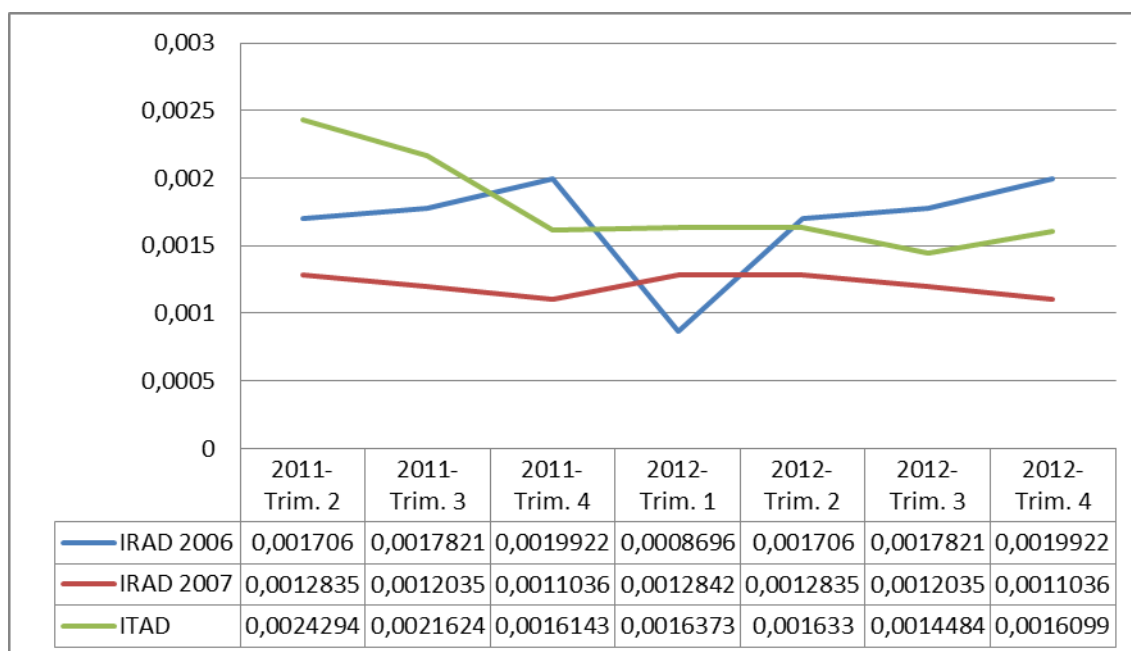
Fuente: EPSA

Calidad del servicio

Los índices del SDL de la EPSA SA ESP acumulados al finalizar el 2012, fue de 17.52 horas de interrupción promedio por usuario para el SAIDI y de 21.43 interrupciones promedio por usuario para el SAIFI.

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta resultados de la aplicación del esquema de incentivos de la resolución 097 de 2008 (ITAD e IRAD), aplicados desde el 2 trimestre de 2011 para el nivel de tensión 1.

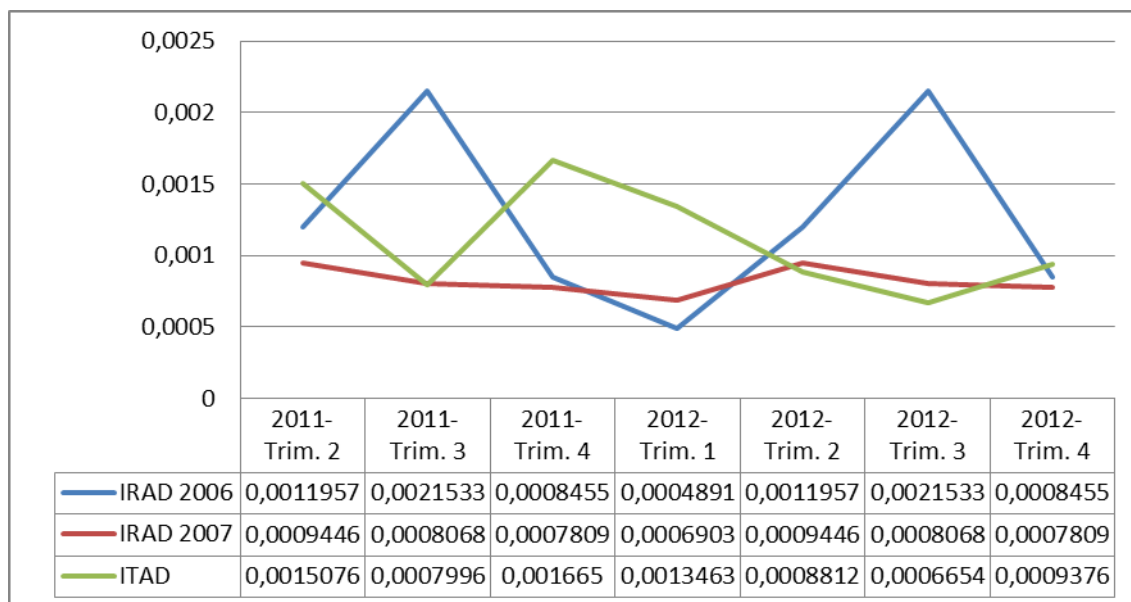
Gráfica 3.3 Comportamiento del Índice Trimestral agrupado de Discontinuidad de la EPSA 2011-2012 nivel de tensión 1.



Fuente: EPSA

Así mismo, la Gráfica 3.2 presenta los valores de las mismas variables para los niveles de tensión 2 y 3.

Gráfica 3.2 Comportamiento del Índice Trimestral agrupado de Discontinuidad de la EPSA 2011-2012 nivel de tensión 2 y 3.



Fuente: EPSA

En cuanto al pago de compensaciones, el auditor reportó en su informe que la empresa ha desarrollado un plan denominado IPS el cual esta orientado a disminuir el pago de compensaciones y la mejora en la calidad del servicio con el que la empresa prevé una reducción de las compensaciones del 51% para el 2017.

Así mismo, la empresa también propende por mejorar los tiempos de respuesta de atención a daños en aquellos circuitos que se identifican en la presentación con el objeto de disminuir estas compensaciones. En la Tabla presentan los resultados de la compensaciones realizadas en el año 2012 bajo el esquema de incentivos del resolución 097 de 2008.

Tabla 3.5. Pago de compensaciones esquema da calidad usuarios peor servidos distribución aplicación 2012

Mes de Aplicación	Causado	Valor acotado por cargo de distribución	Cantidad de clientes acotados por cargo	Valor Efectivamente compensado	Cantidad de clientes compensados
ene-12	2011-Trim III mes 1	\$ 455	158291	151	184
feb-12	2011-Trim III mes 2			144	194
mar-12	2011-Trim III mes 3			133	193

Mes de Aplicación	Causado	Valor acotado por cargo de distribución	Cantidad de clientes acotados por cargo	Valor Efectivamente compensado	Cantidad de clientes compensados
abr-12	2011-Trim IV mes 1	\$ 245	126849	163	75300
may-12	2011-Trim IV mes 2			147	74862
jun-12	2011-Trim IV mes 3			113	63254
jul-12	2012-Trim I mes 1	\$ 302	178530	0	0
ago-12	2012-Trim I mes 2			0	0
sep-12	2012-Trim I mes 3			0	0
oct-12	2012-Trim II mes 1	\$ 323	118673	207	66911
nov-12	2012-Trim II mes 2	\$ 313	117737	188	68854
dic-12	2012-Trim II mes 3	\$ 321	39561	201	65382
Total		\$ 1.959	739641	\$ 1.447	\$ 415.134

Fuente: EPSA

4. ASPECTOS COMERCIALES

Cantidad de suscriptores

Tabla 4.6. Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	387.293	93.73%
Total No Residencial	25.898	6.27%
Total Suscriptores	413.191	100.00%

Fuente: SUI

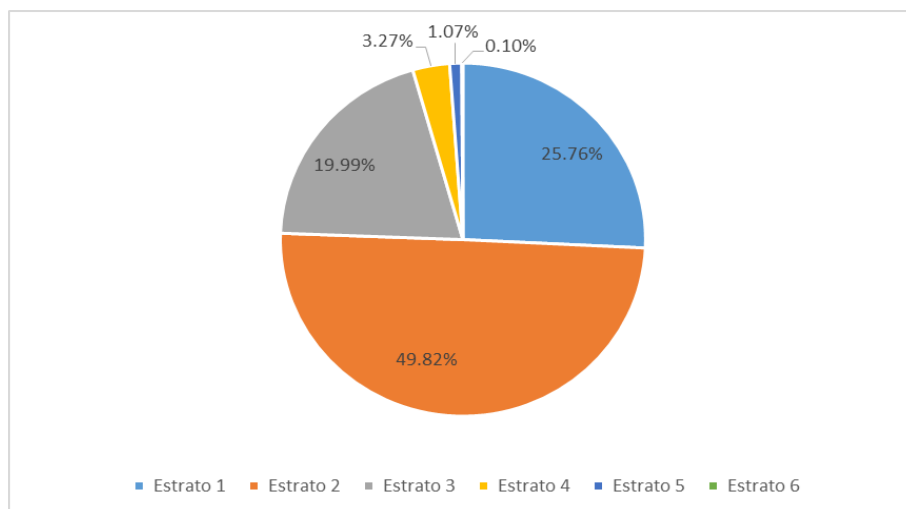
En la Tabla 4.1 se observa que el número de suscriptores de la Empresa de Energía del Pacífico para el año 2012 es de 413.191, de los cuales el 93.7% corresponde al sector residencial.

Tabla 7 Número de Usuarios Residenciales por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	99.766	25.76%
Estrato 2	192.945	49.82%
Estrato 3	77.412	19.99%
Estrato 4	12.656	3.27%
Estrato 5	4.145	1.07%
Estrato 6	369	0.10%

Fuente: SUI

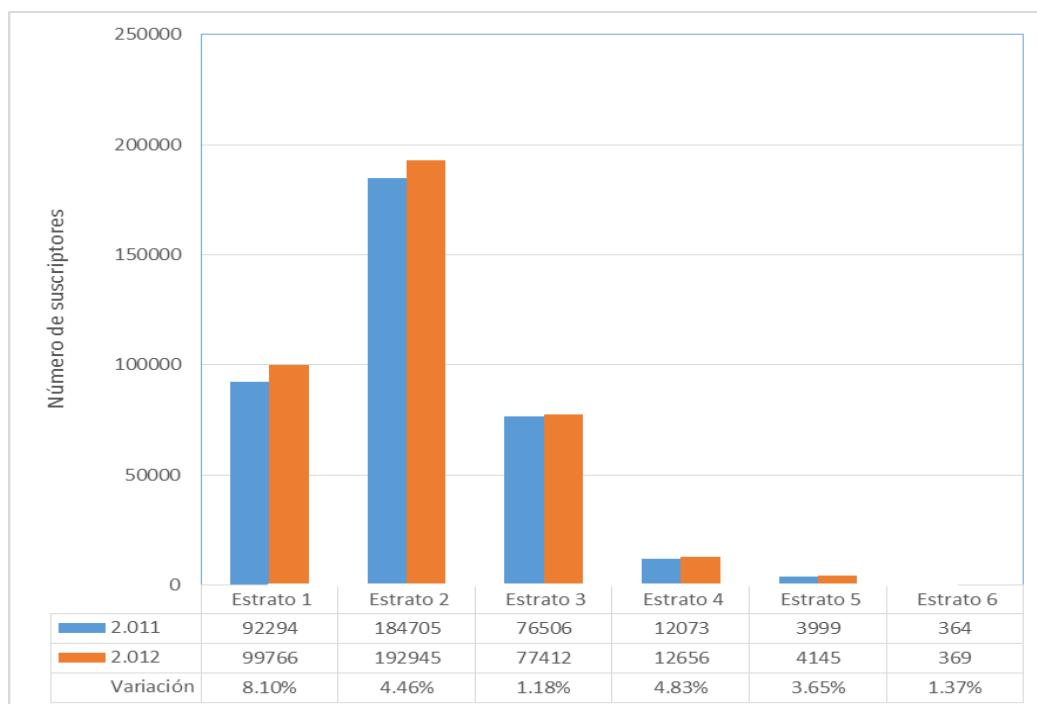
Gráfica 4.1 Distribución de Usuarios Residenciales por Estrato 2012



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1 y Tabla 4. 2, se concluye que el 95.6% de los usuarios pertenece a los estratos 1, 2 y 3. El 49.8% pertenece al estrato 2.

Gráfica 4.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

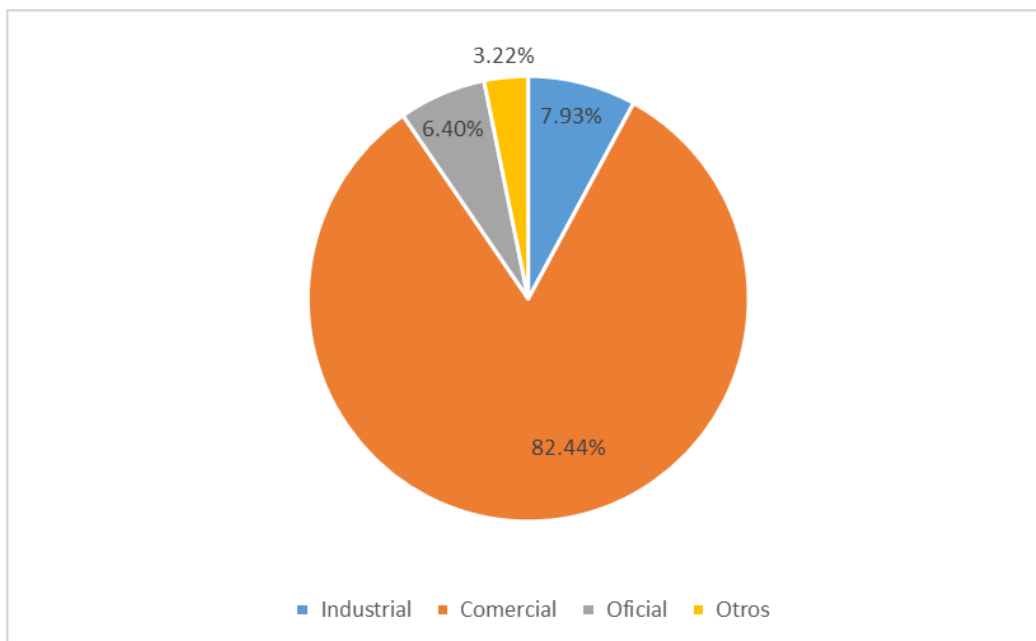
En la Gráfica 2 puede verse que en el año 2012 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior en todos los estratos. Los mayores incrementos se dieron en el estrato 1 con el 8.1%, en el estrato 4 con el 4.8%, y en el estrato 2 con el 4.5%.

Tabla 4.8 Número De Usuarios No Residenciales por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	2.055	7.93%
Comercial	21.351	82.44%
Oficial	1.658	6.40%
Otros	834	3.22%

Fuente: SUI

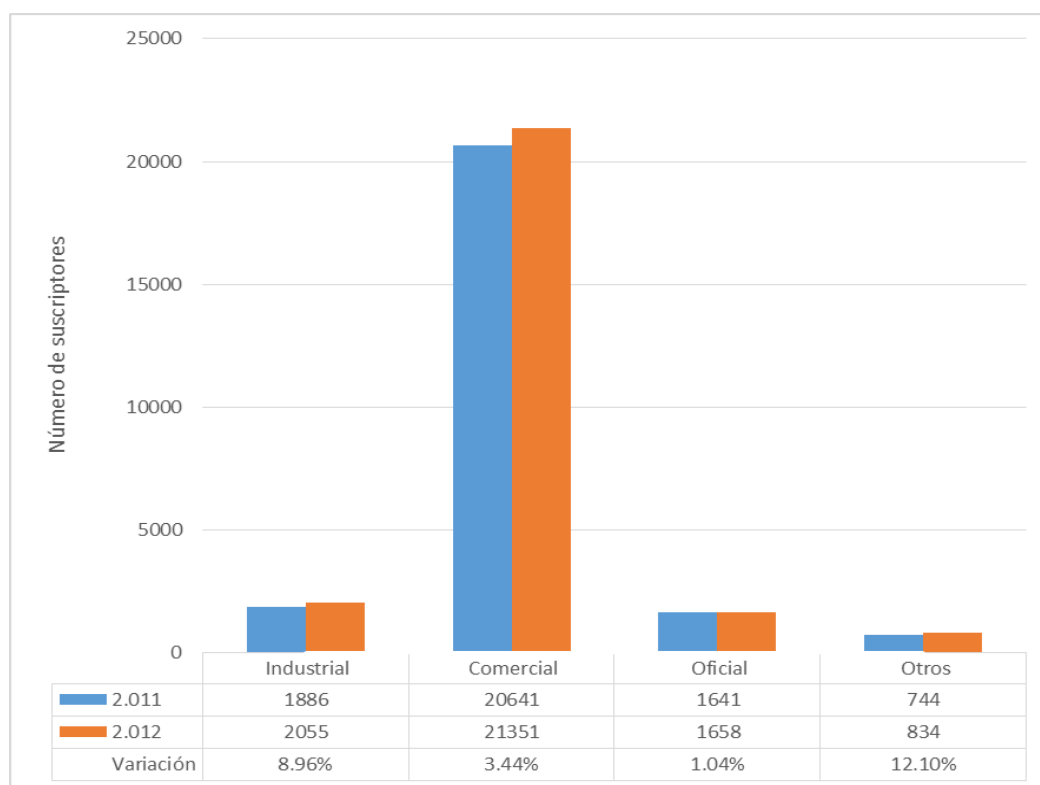
Gráfica 4.3 Distribución de Usuarios No Residenciales por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 4.3 y Gráfica 4.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 82.4% corresponde al sector comercial, seguido del sector industrial, con el 7.9%, y el sector oficial, con el 6.4%.

Gráfica 4.4 Variación de Número de Usuarios No Residenciales por Sector 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.4 se observa que en todos los sectores se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior. Los mayores incrementos ocurrieron en el sector otros con el 12.1%, y en el sector industrial, con el 9% de incremento anual.

Tabla 4.4 Distribución De Usuarios por Departamento

Departamento		2.011	2.012
ANTIOQUIA	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	1	1
	Suma - Comercial	2	0
	Suma - Oficial	0	0
ATLANTICO	Suma - Otros	0	0
	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0

	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	0	1
	Suma - Comercial	0	0
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0
CAQUETA	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	1	1
	Suma - Comercial	0	0
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0
CAUCA	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	14	14
	Suma - Comercial	4	1
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0
CHOCO	Suma - Estrato 1	236	203
	Suma - Estrato 2	238	192
	Suma - Estrato 3	0	1
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	2	2
	Suma - Comercial	14	10
	Suma - Oficial	10	11
	Suma - Otros	1	2
CUNDINAMARCA	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	48	56
	Suma - Comercial	9	8

	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	5
RISARALDA	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	1	1
	Suma - Comercial	0	0
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0
SANTANDER	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	0	0
	Suma - Comercial	0	1
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0
VALLE	Suma - Estrato 1	92.058	99.563
	Suma - Estrato 2	184.467	192.753
	Suma - Estrato 3	76.506	77.411
	Suma - Estrato 4	12.073	12.656
	Suma - Estrato 5	3.999	4.145
	Suma - Estrato 6	364	369
	Suma - Industrial	1.819	1.979
	Suma - Comercial	20.612	21.331
	Suma - Oficial	1.631	1.647
	Suma - Otros	743	827

Fuente: SUI

De la Tabla 4.4 se concluye que aunque existen usuarios de la empresa en 9 departamentos, el 99.9% de los usuarios de la Empresa de Energía del Pacífico están ubicados en el departamento del Valle del Cauca.

Tabla 4.5 Número De Usuarios Comparado con Colombia

Total	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total Suma - Estrato 1	2.737.327	99.766	3.64%
Total Suma - Estrato 2	4.317.969	192945.00	4.47%
Total Suma - Estrato 3	2.375.182	77412.00	3.26%
Total Suma - Estrato 4	746.906	12656.00	1.69%
Total Suma - Estrato 5	290.667	4145.00	1.43%
Total Suma - Estrato 6	181.398	369.00	0.20%
Total Suma - Industrial	46.971	2055.00	4.38%
Total Suma - Comercial	627.674	21351.00	3.40%
Total Suma - Oficial	53.919	1658.00	3.07%
Total Suma - Otros	39.970	834.00	2.09%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al estrato 2 con el 4.5%, al sector industrial con el 4.4%, al estrato 1 con el 3.6% y al sector comercial con el 3.4%.

Consumos

Tabla 4.6 Consumo De Kwh Por Sector

Sector	KwH	Participación
Total Residencial	621.799.798	41.92%
Total No Residencial	861.604.509	58.08%
Total Suscriptores	1.483.404.307	100.00%

Fuente: SUI

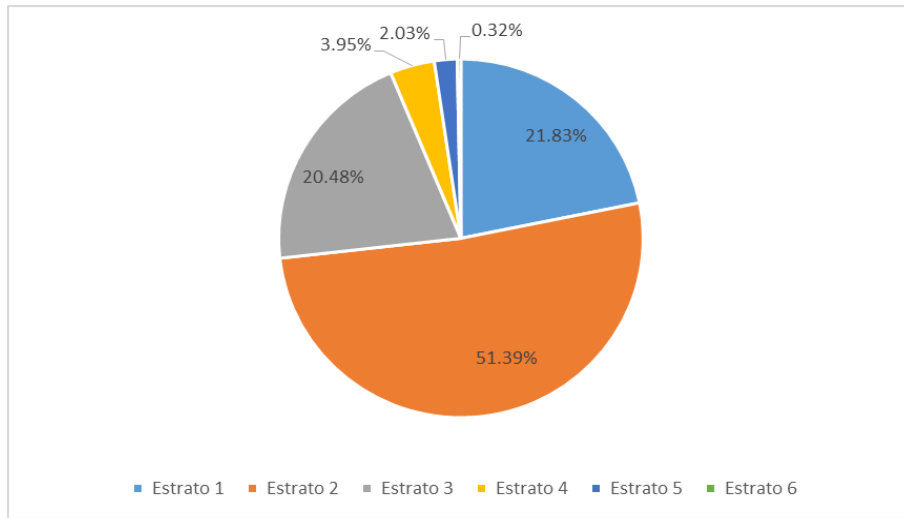
En la Tabla 4.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Empresa de Energía del Pacífico para el año 2012 es de 1.483.404.307 Kwh, de los cuales el 41.9% corresponde al sector residencial, y el restante 58.1% corresponde al no residencial.

Tabla 4.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales por Estrato

Estrato	KwH	Participación
Estrato 1	135.743.190	21.83%
Estrato 2	319.552.747	51.39%
Estrato 3	127.353.190	20.48%
Estrato 4	24.556.352	3.95%
Estrato 5	12.607.326	2.03%
Estrato 6	1.986.993	0.32%

Fuente: SUI

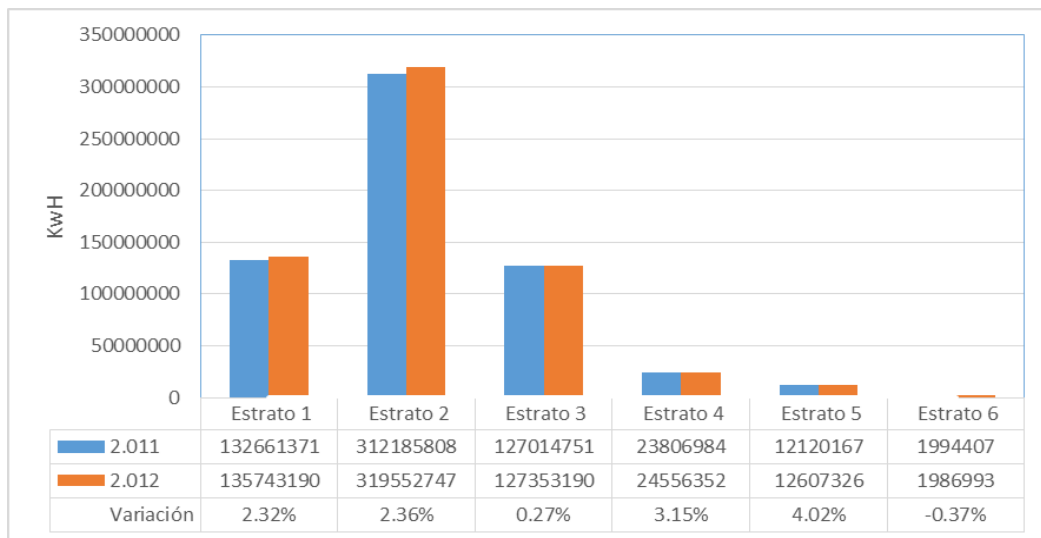
Gráfica 4.5 Consumo de Usuarios Residenciales por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.5 y Tabla 4.7, se concluye que el 51.4% del consumo de energía corresponde a usuarios del estrato 2, el 21.8% a usuarios del estrato 1, y el 20.5% a usuarios del estrato 3.

Gráfica 4.6 Consumo de Usuarios Residenciales por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

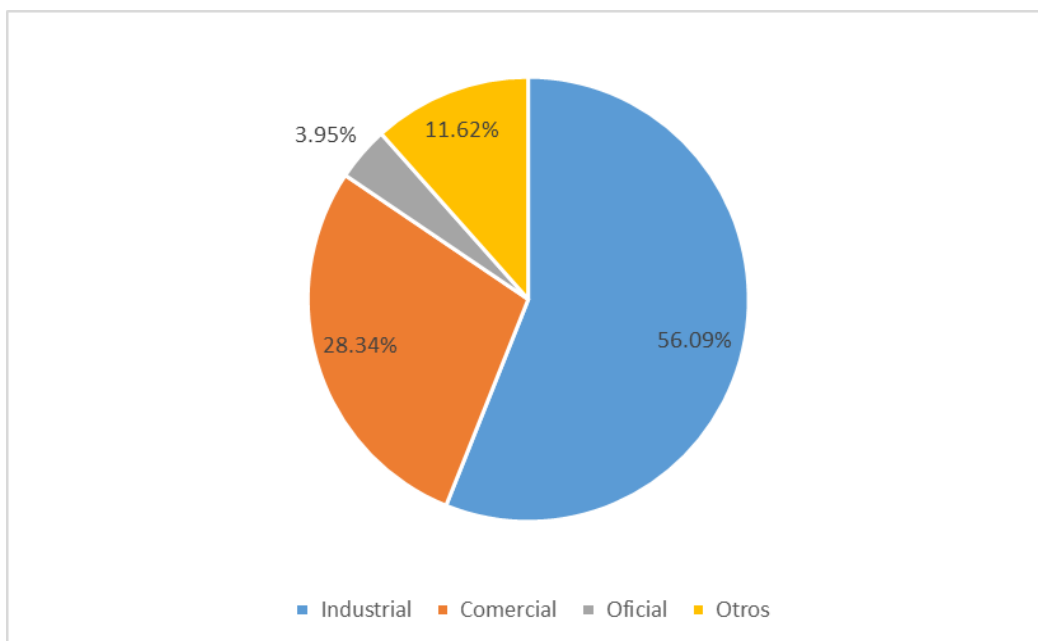
En la Gráfica 4.6 se observa que en todos los estratos, exceptuando el estrato 6, aumentó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior. Los mayores incrementos se presentaron en el estrato 5 con el 4% y en el estrato 4 con el 3.2%.

Tabla 4.8 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	KwH	Participación
Industrial	483.232.178	56.09%
Comercial	244.152.193	28.34%
Oficial	34.063.590	3.95%
Otros	100.156.548	11.62%

Fuente: SUI

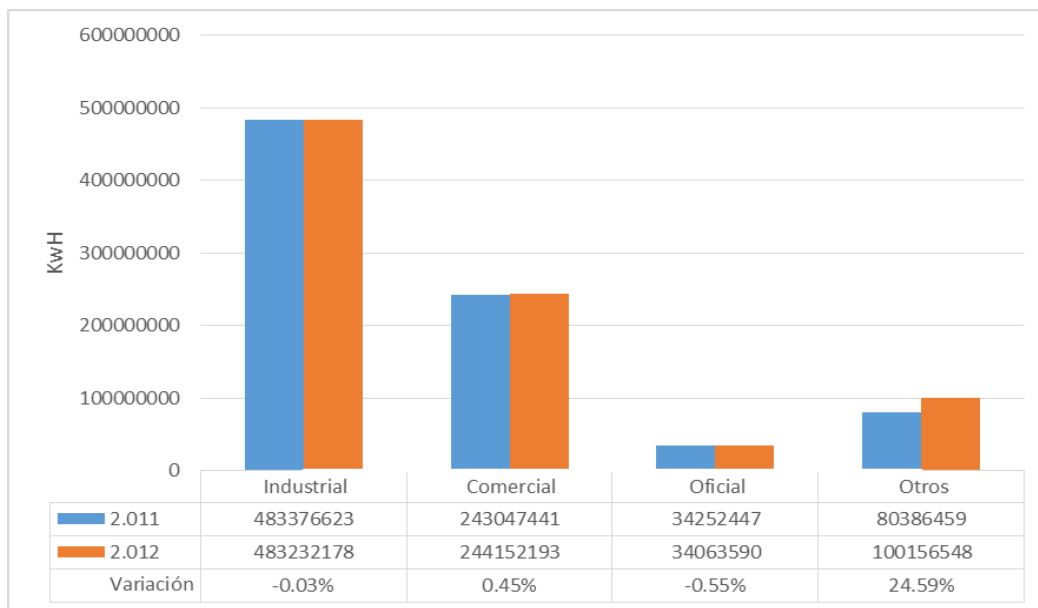
Gráfica 4.7 Consumo de Usuarios No Residenciales



Fuente: SUI

En la Tabla 4.8 y Gráfica 4.7 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 56.1% corresponde al sector industrial, seguido del sector comercial con el 28.3%.

Gráfica 4.8 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

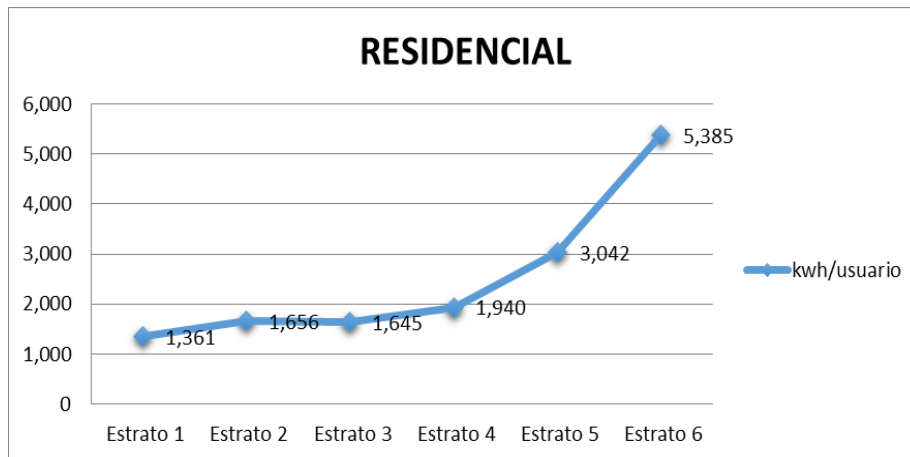
En la Gráfica4. 8 se observa que no hay variaciones muy significativas en el consumo de energía de los diferentes sectores, exceptuando el sector otros, el cual tuvo incremento en el consumo del 24.6%.

Tabla 4.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario

Estrato	Número de suscriptores	KwH	kwh/usuario
Estrato 1	99,766	135,743,190	1,361
Estrato 2	192,945	319,552,747	1,656
Estrato 3	77,412	127,353,190	1,645
Estrato 4	12,656	24,556,352	1,940
Estrato 5	4,145	12,607,326	3,042
Estrato 6	369	1,986,993	5,385
Sector	Número de usuarios	KwH	kwh/usuario
Industrial	2,055	483,232,178	235,149
Comercial	21,351	244,152,193	11,435
Oficial	1,658	34,063,590	20,545
Otros	834	100,156,548	120,092

Fuente: SUI

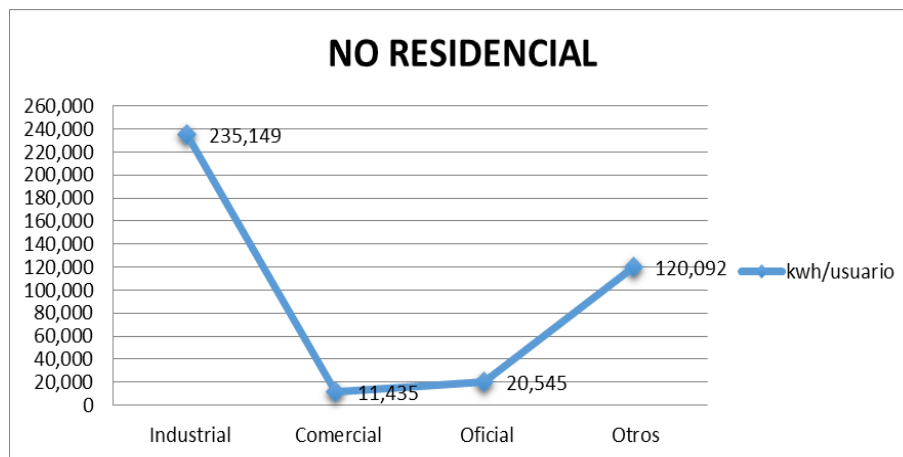
Gráfica 4.9 Consumo de Kwh Promedio Anual por Usuario Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.9 y Gráfica 4.9 se puede observar que los consumos anuales por usuario van desde 1.361 Kwh en el estrato 1 hasta 5.385 Kwh en el estrato 6.

Gráfica 4.10 Consumo de Kwh Promedio Anual por Usuario No Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.9 y Gráfica 4.10 se puede observar que el mayor consumo por usuario no residencial ocurre en el sector industrial, con 235.149 Kwh anuales, seguido del sector otros con 120.092 Kwh.

Tabla 4.10 Consumo de Kwh de Usuarios por departamento

Departamento	ANTIOQUIA	ATLANTICO	CAQUETA	CAUCA	CHOCO	CUNDINAMARCA	RISARALDA	SANTANDER	VALLE
Estrato 1					235.940				135.507.250
Estrato 2					227.205				319.325.542
Estrato 3					92				127.353.098
Estrato 4									24.556.352
Estrato 5									12.607.326
Estrato 6									1.986.993
Total Residencial					463.237				621.336.561
Industrial	2.702.653	630.146	121.072	43.400.511	16.332	67.419.877	414.673		368.526.914
Comercial				901.815	18.872	5.106.129		0	238.125.377
Oficial					11.748				34.051.842
Otros					83.526	401.514			99.671.508
Total No Residencial	2.702.653	630.146	121.072	44.302.326	130.478	72.927.520	414.673	0	740.375.641

Fuente: SUI

En la Tabla 4.10 puede verse que aunque la empresa tiene usuarios con consumo de energía en 8 departamentos, en términos porcentuales la participación del Valle del Cauca fácilmente supera el 95% del total. El mayor consumo de los otros departamentos se da en el sector industrial, constituyendo el 24 % del total.

Tabla 4.11 Consumo de Kwh Comparado con Colombia

Total	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total Suma - Estrato 1	4.407.223.508	135.743.190	3.08%
Total Suma - Estrato 2	6.109.402.080	319.552.747	5.23%
Total Suma - Estrato 3	3.964.116.282	127.353.190	3.21%
Total Suma - Estrato 4	1.453.637.917	24.556.352	1.69%
Total Suma - Estrato 5	710.278.398	12.607.326	1.77%
Total Suma - Estrato 6	680.918.417	1.986.993	0.29%
Total Suma - Industrial	10.065.526.292	483.232.178	4.80%
Total Suma - Comercial	7.060.243.373	244.152.193	3.46%
Total Suma - Oficial	1.079.445.070	34.063.590	3.16%
Total Suma - Otros	1.984.751.818	100.156.548	5.05%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.11 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al estrato 2 con el 5.2%, al sector otros con el 5%, y al sector industrial con el 4.8%.

4.2. Análisis tarifario

4.2.1. Cambios Regulatorios en el año 2012

Componente de Pérdidas

En diciembre de 2011, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, expidió las resoluciones:

- CREG 172 de 2011, a través de la cual se establece la metodología para la implementación de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local –SDL.
- CREG 173 de 2011, que modifica la fórmula tarifaria general, establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional –SIN.
- CREG 174 de 2011, la cual modifica la Resolución CREG 121 de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre comercializadores minoristas en un mercado de comercialización.

Con la Resolución CREG 172 de 2011, se estableció la metodología para establecer los índices de pérdidas reconocidos en baja tensión y las condiciones para que las empresas de distribución presenten los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.

La remuneración de los planes de reducción de pérdidas, será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1, superiores a las reconocidas. Los planes deben ser ejecutados por los operadores de red (OR), los cuales deben solicitar a la CREG su aprobación; tendrán una vigencia de cinco (5) años.

En los mercados de comercialización donde se presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1 inferiores a las reconocidas, los OR deben presentar a la Comisión un estudio para la aprobación del índice de pérdidas de este nivel, en un plazo no superior a 30 días.

El operador que incumpla con las metas propuestas en su plan, deberá devolverles a los usuarios una parte o la totalidad de los recursos recibidos por este concepto.

La Resolución CREG 173 de 2011 establece que a partir de su expedición y hasta que se aprueben los planes de reducción de pérdidas señalados en la Resolución CREG 172 de 2011, los valores de la variable $IPR_{n,m,j}$ corresponden a los vigentes en cada mercado de comercialización.

Los valores vigentes al momento de expedición de la Resolución CREG 173 de 2011 corresponden a los valores de la variable $PR_{n,j}$, calculados con base en lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, tomando como referencia los valores de las variables $P_{j,n}$ aprobados para cada mercado de comercialización.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011, el índice de pérdidas de nivel de tensión 1, $P_{j,1}$, será aprobado en resolución particular tanto para las empresas que presenten estudio de pérdidas de nivel de tensión 1 como para las que presenten solicitud de aprobación del plan de pérdidas. Los valores aprobados en

estas resoluciones remplazarán los valores vigentes a la expedición de la Resolución CREG 173 de 2011.

En conclusión, desde la aprobación de la Resolución CREG 173 de 2011 y hasta que se apruebe el índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 1, $P_{j,1}$, el factor $IPR_{1,m,j}$ corresponderá a 12,75%; una vez aprobado el índice $P_{j,1}$, el factor $IPR_{1,m,j}$ se calculará con base en el índice aprobado.

De otra parte, se señala que a partir de la expedición de la Resolución 173 de 2011 el factor $IPRSTN_{m-1}$ corresponde al calculado con base en lo establecido en la Resolución CREG 039 de 1999.

Se considera importante señalar algunos aspectos que menciona el AEGR¹, relacionado con el análisis efectuado al plan de pérdidas presentado por EPSA en virtud de lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011, lo cual tendría repercusión sobre el cálculo de esta componente:

“(...) La empresa tiene tres líneas de acción generales en su plan de reducción de pérdidas, que según la cifra reportada a la CREG tiene un valor de 60.523 Millones de pesos constantes de 2010 y planea reducir las pérdidas totales de energía (IPTj,0) en el mercado de comercialización de la Empresa, desde 10,75% hasta el 9,67% en un periodo de cinco años:

- *Implementación de la medición centralizada en 92924 clientes ubicados en el Valle del Cauca en transformadores con pérdidas superiores al 20%. Siendo intensivo en Buenaventura donde se planea una cobertura del 100% con esta tecnología.*
- *Actividades de control de pérdidas: Inspecciones, revisiones y normalizaciones, provenientes de las anomalías detectadas en ciclos de lectura, gestión de macro mediciones instaladas, análisis de bases de datos, gestión de censos de alumbrado público, control de reincidencia, barridos dirigidos a focos de pérdidas, planes de revisión periódicos.*
- *Plan social que acompañe la masificación de la medición centralizada en las áreas cubiertas por el plan.*

(...)”

Componente de Transmisión

Para el mes de julio de 2012, el Operador del Mercado, XM S.A. E.S.P., publicó en su página web, el valor del componente de Transmisión de los meses de junio y julio, en consideración a lo dispuesto en la Resolución CREG No. 157 de 2011, artículo 28:

*“(...) **Artículo 28. Publicación de cargos estimados.** A más tardar el sexto día calendario de cada Mes, el LAC deberá suministrar a los comercializadores el valor de los Cargos por Uso del STN y del STR y demás cargos que deba liquidar y facturar, estimados para ese Mes con la mejor información disponible. (...).”*

¹ Informe de AEGR, Gestión Futura sobre EPSA, Páginas 30 a 31

Con lo anterior, y a partir de la publicación de cargos empalmados mes a mes y en el marco de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente T aplicado en el mes m a partir de Julio, deberá corresponder con el Cargo Estimado del mes m , en este caso el de Julio, revisión que se efectúa por parte de esta Superintendencia en la Publicación de tarifas realizadas por los prestadores.

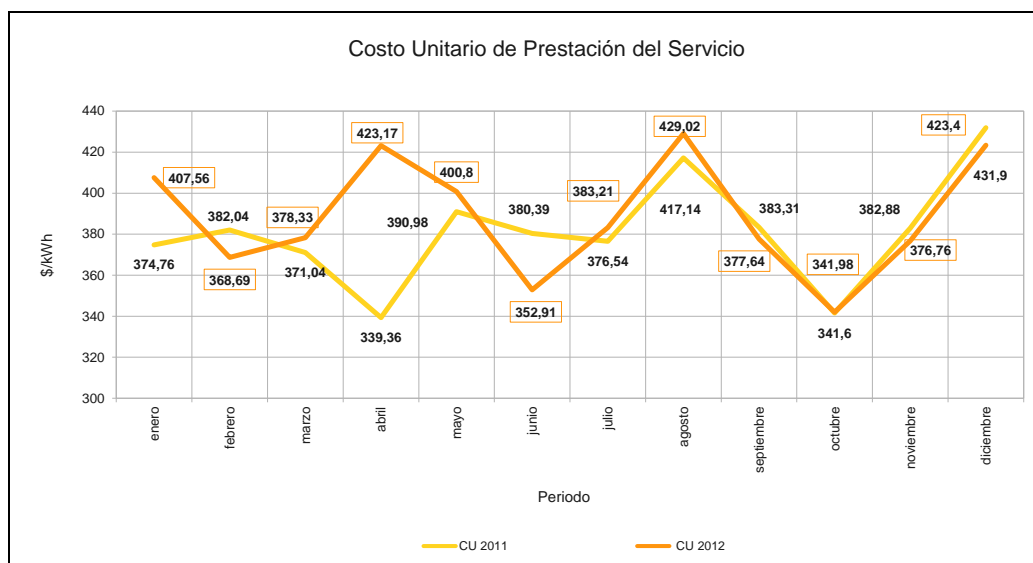
Actualización del Costo Anual del Nivel de Tensión 4

La Comisión Regulación de Energía y Gas, expidió la Resolución CREG 125 de 2012, mediante la cual aprobó la solicitud de Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., en relación con la actualización del costo anual del nivel de tensión 4, por la entrada en operación comercial de la Bahía de línea del segundo circuito de la línea Pance-Santander de Quilichao.

4.2.2. Información Costo Unitario de Prestación del Servicio

El costo unitario de prestación del servicio, que incluye el cargo de distribución unificado de Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., para el nivel de tensión 1, presentó una disminución del 1.97% con respecto al CU del mes de diciembre de 2011, tal como se detalla en el gráfico 4.2.1.

Gráfico 4.2.1. Costo Unitario de Prestación del Servicio EPSA -Año 2011 - 2012



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

En correspondencia con la información publicada por la empresa el promedio del costo unitario de prestación del servicio se ubicó en 388.62 \$/kWh, siendo las variables de mayor peso dentro del mismo, las componentes de distribución y generación con un 35,32% y 34,46% respectivamente.

Por otra parte, de acuerdo con el comportamiento de cada una de las componentes se observa en términos generales que en lo corrido del año 2012, las componentes de distribución y restricciones presentaron las mayores variaciones.

Información Costo Unitario de Prestación del Servicio para el ADD Occidente

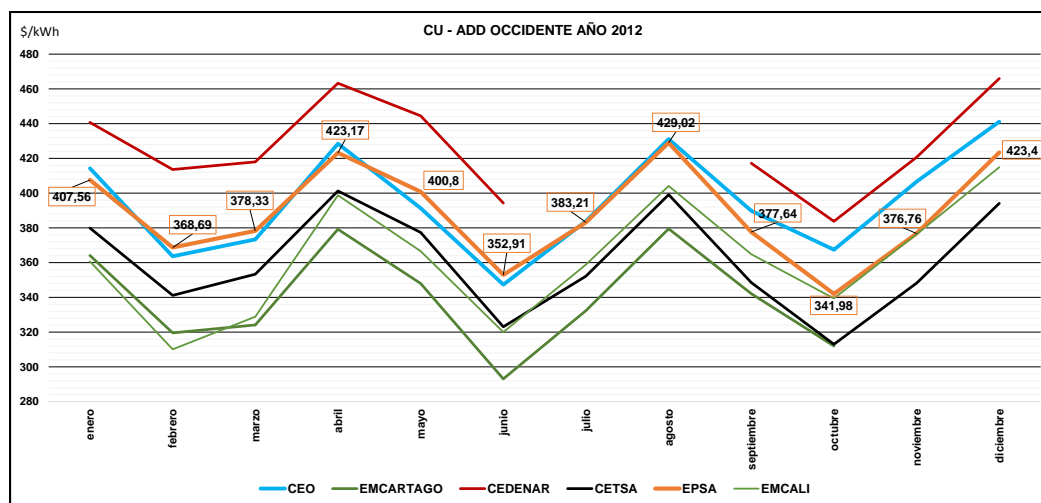
El Ministerio de Minas y Energía – MME expidió el Decreto 388 de 2007, mediante el cual ordena a la CREG conformar Áreas de Distribución – ADD, lo cual se estableció a través de la Resolución CREG 058 de 2008 donde se crearon cuatro Áreas de Distribución.

A través del Decreto 3451 de 2008, el MME modificó el Decreto 388 de 2007 en el sentido de retomar la potestad de la conformación de las ADD, manteniendo el esquema donde se había iniciado.

De conformidad con lo anterior, el MME mediante la Resolución 181347 de 2010, creó el Área de Distribución Occidente, en la cual se incluye la Empresa de Energía del Pacífico, al igual que las empresas Centrales Eléctricas de Nariño, Compañía de Electricidad de Tuluá, Compañía Energética de Occidente, Empresa Municipal de Energía Eléctrica, Empresas Municipales de Cali y, Empresas Municipales de Cartago.

El Costo Unitario de Prestación del Servicio, para las empresas que conforman la ADD Occidente, se observa en el Gráfica 4.2.2., donde se observa una variación fuerte, como consecuencia de la componente de Distribución, tal como se mencionó anteriormente.

Gráfica 4.2.2. Costo Unitario de Prestación del Servicio ADD Occidente Año 2012



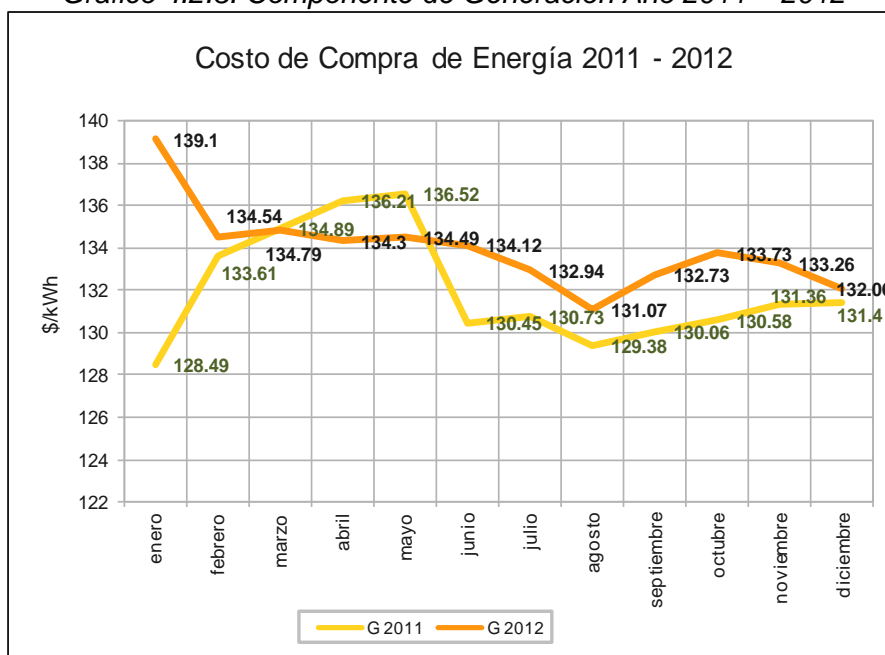
Fuente: Publicación de tarifas de ESP de ADD Occidente

En correspondencia con lo anterior, la empresa aplicó lo dispuesto en la Resolución CREG 168 de 2008, tratado de minimizar el impacto de incrementar las tarifas entre un mes y otro de manera abrupta y súbita para los usuarios, esta situación será objeto de análisis en el numeral 4.2.3.

Compra de Energía G:

Para el año 2012, como lo muestra la gráfica 4.2.3., se observa un comportamiento plano de la componente debido a la política de total cobertura implementada por la empresa, a diferencia de lo mostrado en 2011.

Gráfico 4.2.3. Componente de Generación Año 2011 – 2012



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

En 2012, como apunta el informe AEGR², la estrategia de la empresa es clara en el sentido de limitar la exposición de la demanda de energía tanto en el mercado regulado como no regulado, mediante la contratación del 100% de la demanda proyectada, ya fuera invierno o verano. Las compras en bolsa representaron el 0% de la demanda comercial del año 2012, como se observa a continuación:

Tabla 4.2.1. Compras en kWh 2012

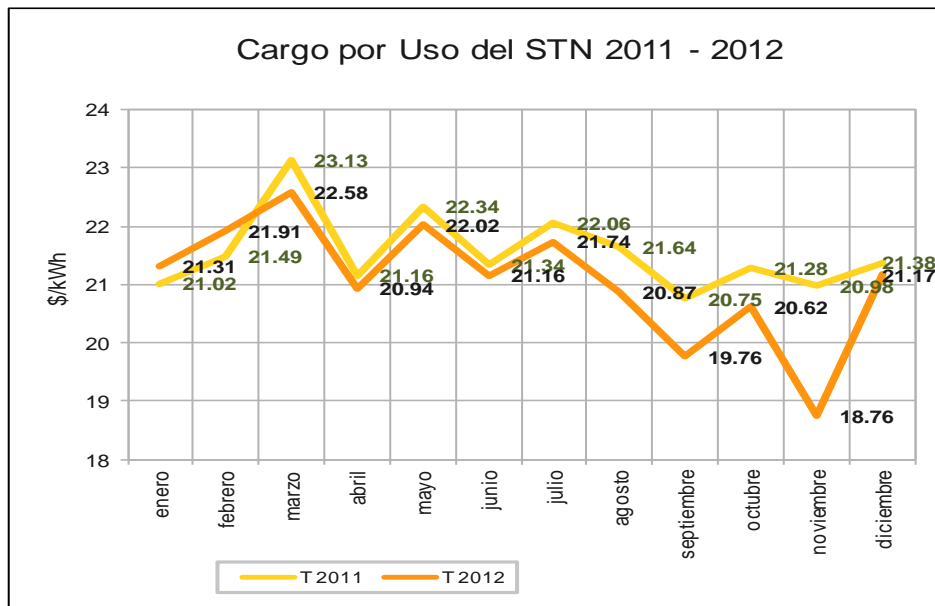
Mes	Compras en contratos (kWh)	Compras en bolsa (kWh)	Demanda comercial total (kWh)
ene-12	133,415,088.25	-	133,415,088.25
feb-12	130,328,792.89	-	130,328,792.89
mar-12	139,547,786.86	-	139,547,786.86
abr-12	130,231,983.84	-	130,231,983.84
may-12	140,921,054.99	-	140,921,054.99
jun-12	140,485,439.13	-	140,485,439.13
jul-12	145,576,328.75	-	145,576,328.75
ago-12	146,748,566.25	-	146,748,566.25
sep-12	147,084,484.07	-	147,084,484.07
oct-12	143,645,447.33	-	143,602,819.32
nov-12	140,540,782.02	-	140,526,466.36
dic-12	142,563,239.82	-	142,563,239.82

Fuente: Información de XM - Neón

Componente de Transmisión T:

Para el segundo semestre de 2012, la empresa aplicó lo estipulado por la Resolución CREG 157 de 2011. En términos generales, la componente T es la que presenta mayor estabilidad en el CU, mostrando solamente una fluctuación importante entre octubre y diciembre de 2012, como puede apreciarse en la gráfica 4.2.4.:

Gráfica 4.2.4. Componente de Transmisión Publicado por EPSA

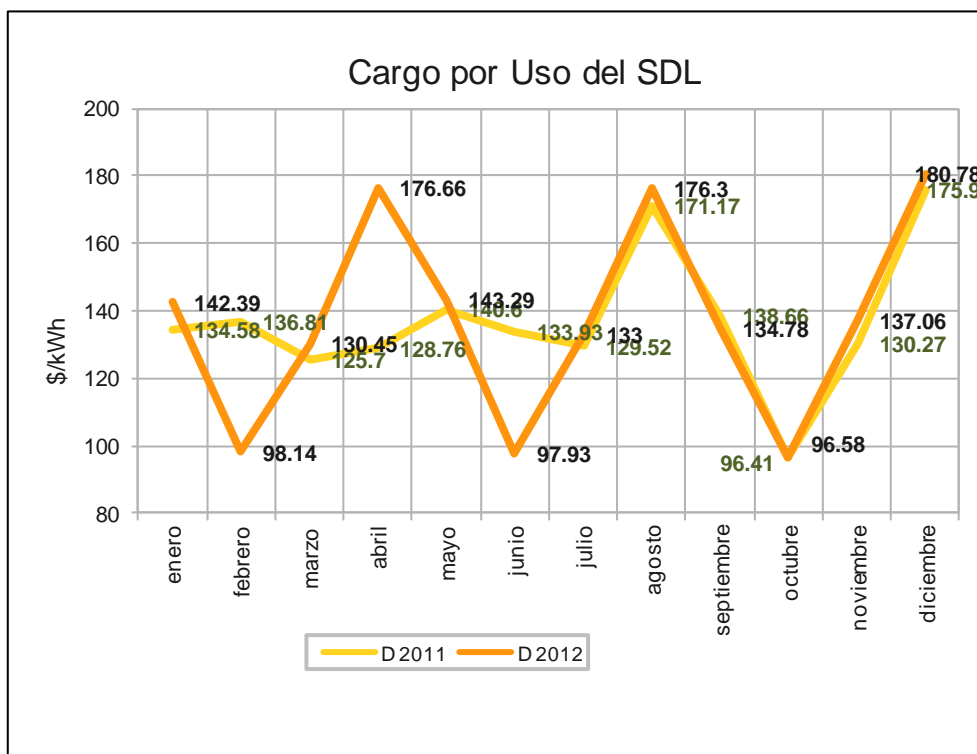


Fuente: Publicación de tarifas de ESP ' Información XM

Componente de Distribución D

Como se mencionó anteriormente, esta componente es la que más peso tiene sobre el CU (más de 35%). Desde julio de 2012, la oscilación bimensual del DtUN es un fenómeno presente en el ADD Occidente, como lo muestra la gráfica 4.2.5. Puede apreciarse también que los valores de esta componente son muy similares para el periodo julio-diciembre de los dos años.

Gráfica 4.2.5. Componente de Distribución - ADD Occidente Años 2011 – 2012



Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Occidente

Ahora bien, se considera importante reseñar la verificación de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM que se efectúa para los operadores de red y transmisores del país, en el cual se describe lo concerniente a Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.

Según lo dispuesto en el artículo 15°, numeral 13 del Decreto 990 de 2002, corresponde a la DTGE, vigilar la correcta aplicación del régimen tarifario para energía eléctrica que señalen las Comisiones de Regulación.

En este sentido, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, mediante resolución CREG 051 de 2010 modificada por la Resolución CREG 24 de 2012, estableció la obligación a los OR de entregar la información referente a los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM a esta Superintendencia en los siguientes términos:

"Artículo 5. Modificación del artículo 3 de la Resolución CREG 051 de 2010. Se modifica el artículo 3 de la Resolución CREG 051 de 2010, el cual quedará así:

*"Artículo 3. Fecha de Entrega de Información de AOM.
Los Operadores de Red deben entregar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a más tardar el 30 de abril de cada año, la información de*

AOM del año anterior junto con el informe del auditor contratado y la información adicional que se señala en esta resolución.

La información presentada después de esta fecha se considerará como no entregada para efectos de lo previsto en el numeral 10.3 de la Resolución CREG 097 de 2008." " (subrayado fuera de texto)

Al respecto, los gastos anuales por concepto de AOM se suman a la tarifa que la CREG reconoce y se calculan como un porcentaje (Porcentaje de AOM a reconocer - PAOMR) a partir de los gastos contables demostrados por el agente y condicionado a que los indicadores de calidad del servicio no se deterioren, siendo cubiertos dichos gastos en su totalidad por el usuario final vía tarifa.

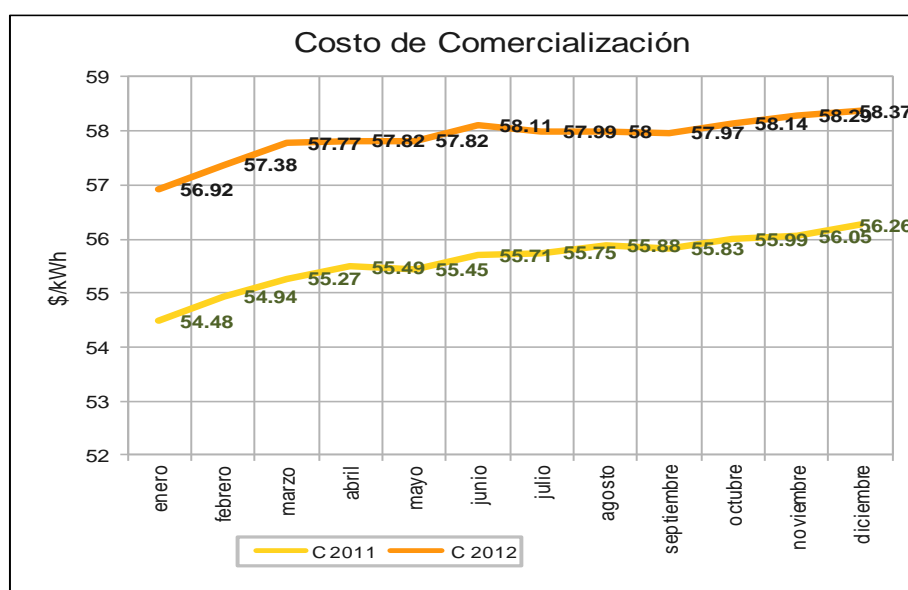
En virtud de dicha función, la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE, identificó la necesidad de implementar una jornada de verificación del reporte y cálculo del Porcentaje de Administración, Operación y Mantenimiento a Reconocer - PAOMR para cada uno de los operadores de red - OR, relativo a los tres años reportados (2010 - 2012).

Dentro de la mencionada jornada, se encontró que Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., realizó los cálculos del PAOMR 2010-2012 de acuerdo con la metodología establecida en la resolución CREG 097 de 2008, sin presentar observaciones por parte de la DTGE.

Componente de Comercialización C:

La componente C, es la menos variable dentro del CU (una variación promedio de 0.3% para el periodo 2011-2012), como se observa a continuación: en la gráfica 4.2.6.

Gráfica 4.2.6. Componente de Comercialización Publicado

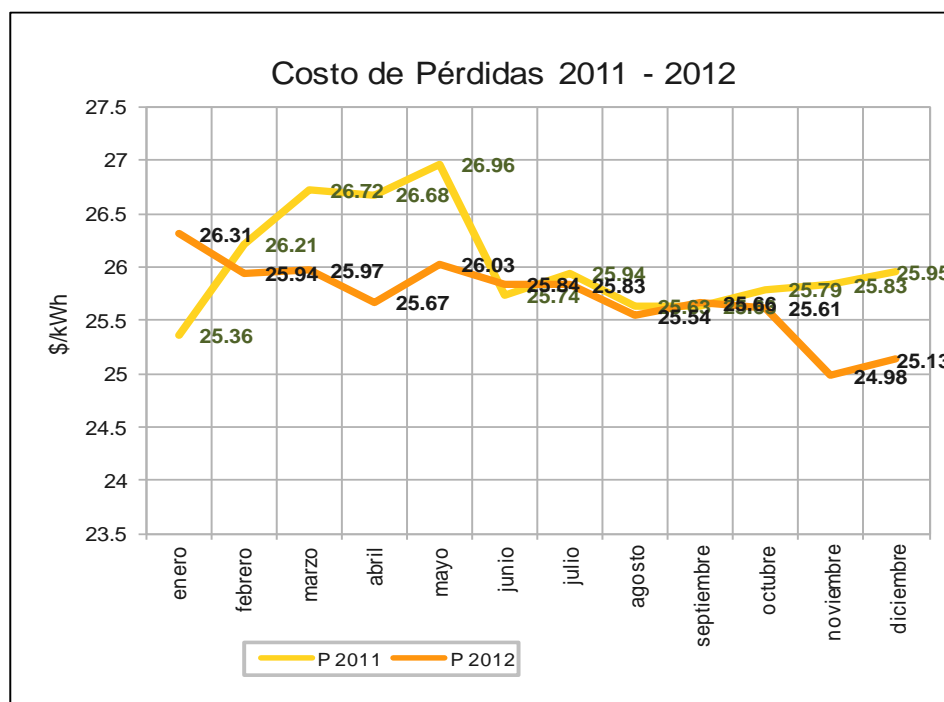


Fuente: Publicación de tarifas de ESP

Componente de Pérdidas P

Esta componente también muestra muy poca variación mes a mes. Para el año 2012, el único cambio significativo se presentó en el mes de noviembre, donde se presenta un decremento del 2.5%. La gráfica 4.2.7., muestra la información 2011-2012:

Gráfica 4.2.7. Componente de Pérdidas Publicado por EPSA

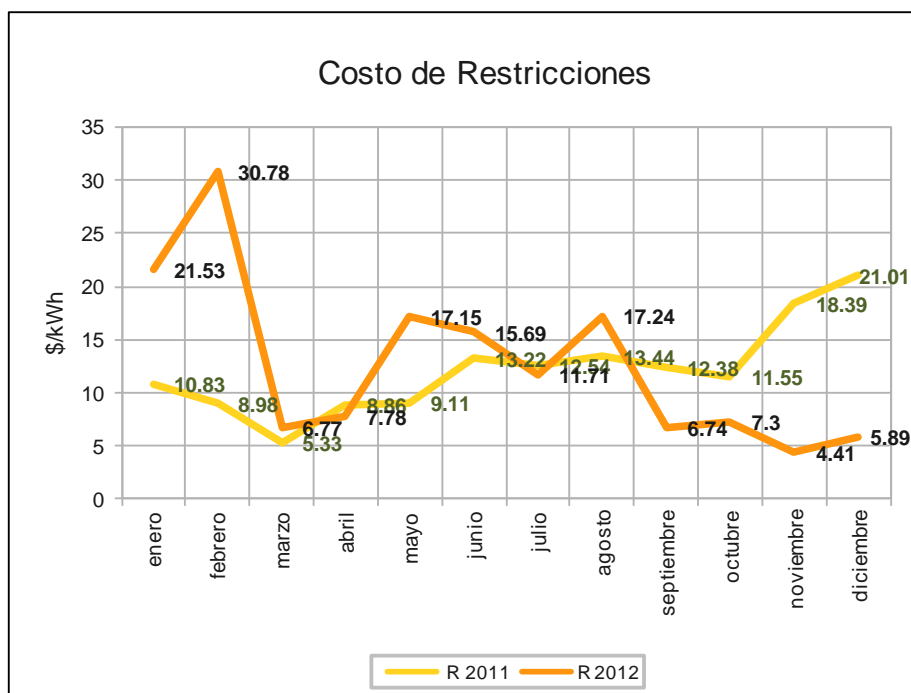


Fuente: Publicación de tarifas de ESP

4.2.2.1. Componente de Restricciones R

A pesar de representar en promedio un poco más del 3% del CU, la componente R es, después del DtUN, la que presenta más variación. Para el mes de mayo de 2012 alcanzó un incremento superior al 100%; estas variaciones se explican por el impacto de los eventos registrados en el año, sobre todo por condiciones de orden público. A continuación se muestra el comportamiento de este costo para los años 2011 y 2012, en la gráfica 4.2.8.

Gráfica 4.2.1.1 Componente de Restricciones Año 2011- 2012



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

4.2.3. Evolución de las tarifas

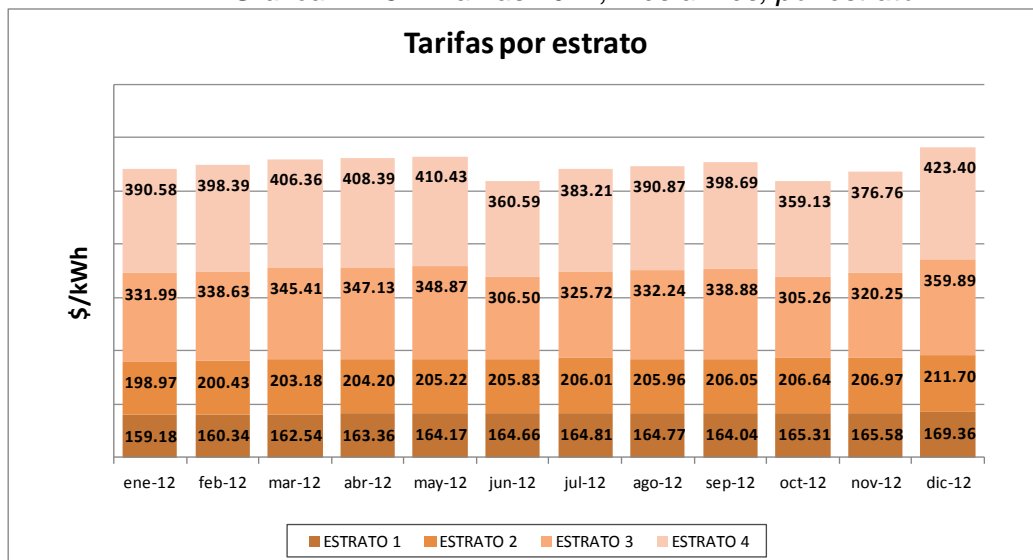
Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012 por la empresa, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.9., podemos observar la tarifa aplicada por la Empresa de Energía del Pacífico a cada estrato durante el año 2012.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 390,58 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 159,18 \$/kWh, asignando un subsidio del 59,2% para este periodo.

Gráfica 4.2.3.1. Tarifas 2012, mes a mes, por estrato



Fuente: Información Publicada por la ESP

En la revisión de las variaciones por estrato, se observa que para los estratos 1 y 2 sólo se presentó una variación significativa en diciembre, con un aumento del 2.3%; en los estratos 3 y 4, hubo dos puntos significativos: una disminución del 12.1% en junio, y un aumento del 12.4% en diciembre.

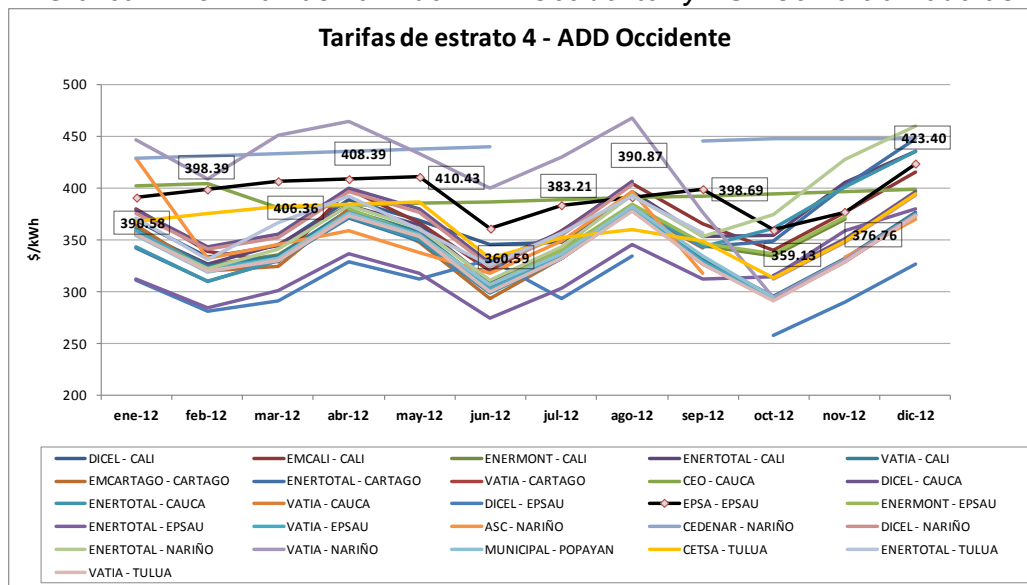
Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Occidente.

Mediante el Decreto 388 de 2007 se ordenó a la Comisión Reguladora de Energía y Gas -CREG conformar, dentro de la metodología que establezca la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, áreas de distribución -ADD, las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.”, y se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD.

Lo que busca la integración de las ADD es normalizar la componente de distribución -D de la tarifa regulada (Resoluciones CREG 119/07 y 097/08), debido a que para regiones relativamente cercanas geográficamente, se presentaban variaciones considerables en la tarifa influenciadas por esta componente.

Por lo anterior, vale la pena observar las tarifas aplicadas por las diferentes empresas que conforman el ADD Occidente y de los comercializadores que prestan el servicio de energía eléctrica en los mercados del área, tal como se observa en la gráfica 4.2.10.

Gráfica 4.2.3.2 Tarifas 2012 del ADD Occidente y ESP Comercializadoras



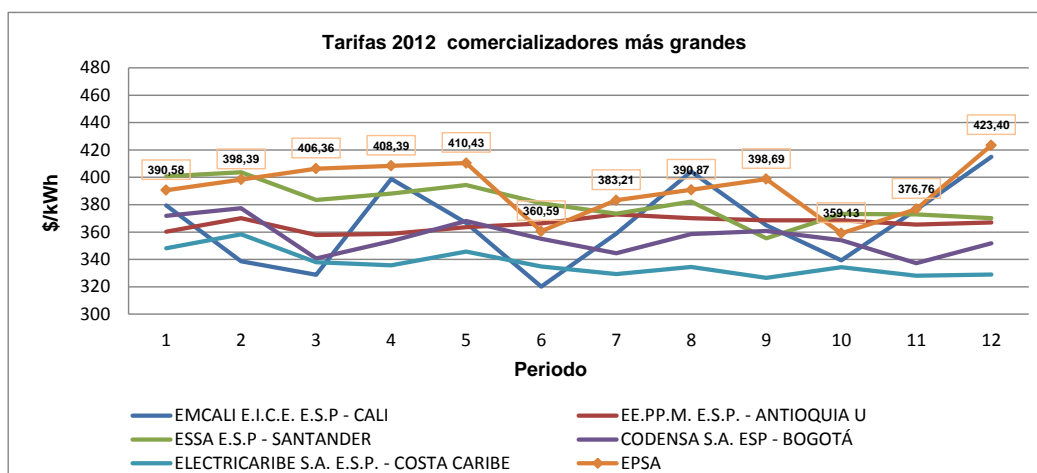
Fuente: Tarifas publicadas por los prestadores

De la gráfica 4.2.3.2 se concluye que en relación con el resto de comercializadores del ADD Occidente, EPSA se sitúa generalmente entre los lugares altos en cuanto al valor de sus tarifas; en diciembre, aplicó la quinta tarifa más alta del ADD.

Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores más grandes del país.

En la gráfica 4.2.3.3 se puede apreciar que las tarifas de EPSA son generalmente altas en comparación con los cinco comercializadores más grandes del país.

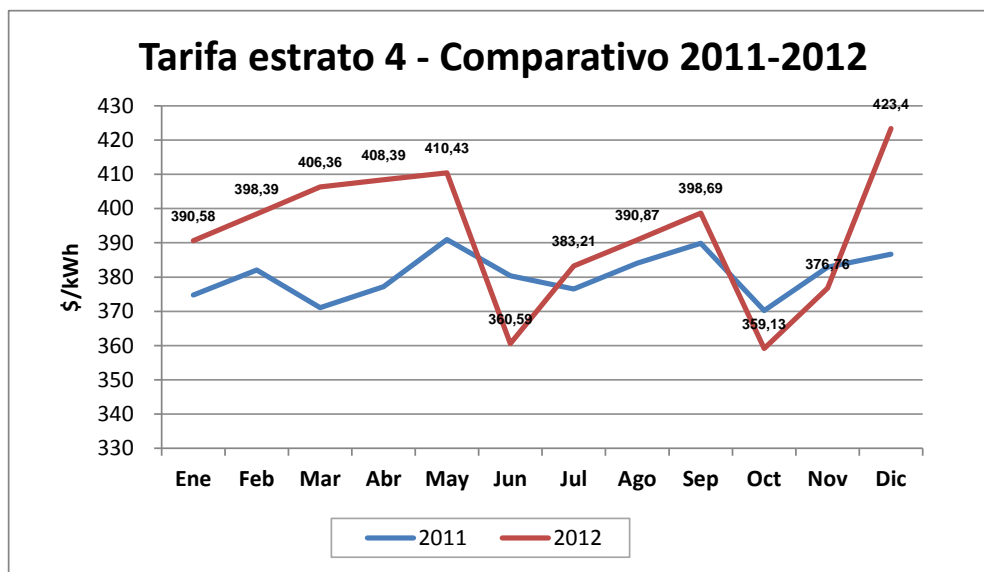
• Gráfica 4.2.3.3. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.3.4. Tarifas 2011 - 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

En la gráfica anterior 4.2.3.4.. podemos observar que la empresa muestra para el año 2012 una tendencia con oscilaciones más marcadas que en el año anterior; el factor más influyente para este fenómeno son las fluctuaciones del DtUN aplicado en el ADD Occidente, que obligaron a la empresa a utilizar Opción Tarifaria (Resolución CREG 168 de 2008) en casi todos los periodos del año.

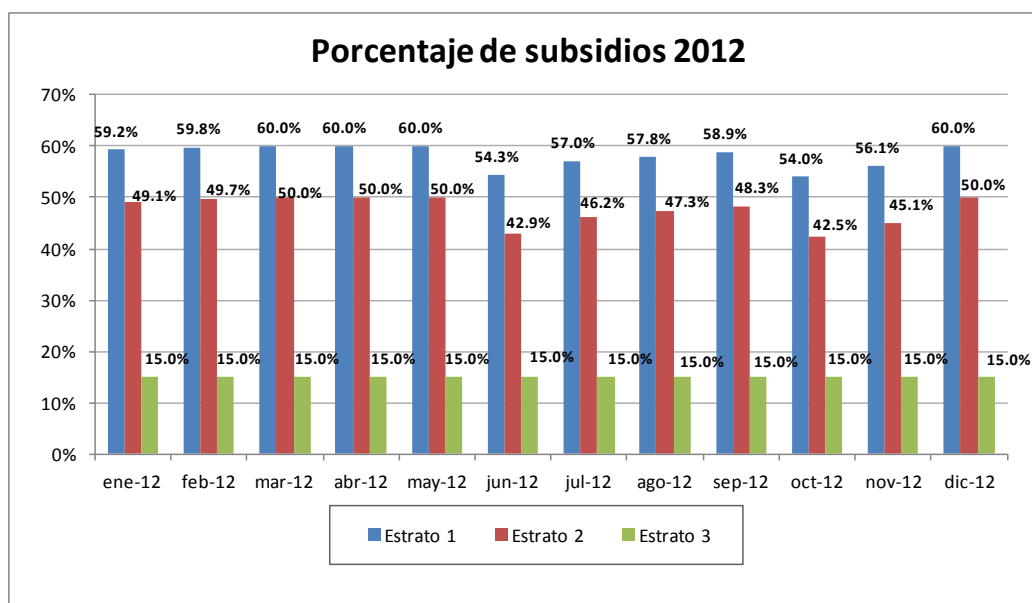
Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME² 0355/04 modificó los consumos básicos de subsistencia, estableciendo que para el año 2007 el Consumo de Subsistencia en alturas iguales o superiores a 1000 msnm es de 130 kWh/mes y para alturas inferiores a 1000 msnm el consumo de subsistencia es de 173 kWh/mes.

La gráfica 4.2.3.5, se presenta el porcentaje de subsidios aplicados por EPSA al consumo de subsistencia, para los estratos 1, 2, y 3 en 2012.

² UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

Gráfica 4.2.3.5. Subsidios Otorgados por EPSA Estratos 1, 2, y 3



Fuente: Cálculos SSPD con base en la Información Publicada por EPSA

4. 2. 4. Subsidios y Contribuciones

La tabla 4.2.2., presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2011 y 2012, de acuerdo con la información reportada al SUI por parte del prestador.

Tabla 4.2.4.1 Subsidios y Contribuciones 2011-2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	25.928.002.395	27.055.743.504
Estrato 2	46.080.567.724	47.521.112.844
Estrato 3	5.508.685.053	5.697.313.992
Total Subsidios	77.517.255.172	80.274.170.340
Estrato 5	773.655.104	839.710.360
Estrato 6	134.666.502	136.310.394
Industrial	15.507.865.311	5.529.896.292
Comercial	12.308.296.610	12.483.881.020
Total Contribución	28.724.483.526	18.989.798.066
Déficit	-48.792.771.646	-61.284.372.274

Fuente: SUI

En los usuarios regulados el comportamiento del balance fue deficitario, debido a que la mayoría de la población atendida por el prestador en este mercado pertenece a los estratos 1 y 2, los cuales tienen derecho a un subsidio máximo del 60% y 50% respectivamente, de otra parte los recursos procedentes de los aportes solidarios, se han disminuido para el caso de los usuarios del sector industrial a partir de la los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME, situación que ha incrementado la brecha entre los subsidios otorgados y los recursos para cubrirlos provenientes del FSSRI.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador se incrementó 25.6%, aproximadamente \$12.500 millones entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$ 80.300 millones, de los cuales el 60% (\$47.500 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, el 37% al estrato 1 (\$27.055 millones) y 7% al estrato 3 (5.697 millones). En lo que se refiere a los aportes solidarios el 66% se facturaron a los usuarios comerciales (\$12.848 millones), 30% a los usuarios industriales, 64% menos de lo facturado en el 2011). Los estratos 5 y 6 aportaron cerca del 5% de estos recursos.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$62.284 millones, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$80.274 millones y recaudar un total de \$18.990 millones por concepto de contribución.

De otra parte, de acuerdo con lo estipulado en el Decreto 201 de 2004 en el cual se reglamenta la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, para el último trimestre de 2012, el Ministerio de Minas y Energía validó en firme un déficit para la empresa acumulado de \$11.650.323.602; mediante el radicado SSPD 20135290284642.

Según las conciliaciones de la Tabla 4.2.3., efectuadas por el Ministerio, entre el año 2011 y 2012, se observó lo siguiente:

Tabla 4.2.4.2 Conciliaciones MME 2011-2012

Concepto		2011	2012
Subsidios		77.947.282.470	80.932.760.189
Contribuciones		47.717.151.924	24.511.281.961
Déficit / Superávit		-30.230.130.546	-56.421.478.228
Giros de	Presupuesto Nal	37.768.501.897	54.315.538.000
	FSSRI	2.528.150.052	1.357.000.000

Fuente: MME

Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía MME, efectúa el cálculo de las conciliaciones determinando un déficit del orden de \$56.421 millones, los cuales son cubiertos con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$54.315 millones, con recursos del FSSRI se giraron cerca de 1.357 millones.

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

Indicadores de Gestión

Tabla 5.1 Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2010	Resultado	Observación
Margen Operacional	27,37%	38,84%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	9,6	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	52,93	46,8	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	36,72	40,4	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	2,5	Cumple

Fuente: SUI

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Empresa de Energía del Pacífico cumple con 4 de los indicadores de gestión financieros establecidos para evaluar la Gestión de Resultados.

La rotación de cuentas por cobrar, se encuentra dentro del referente establecido, la Empresa ha obtenido resultados eficientes en este indicador como resultado de los nuevos plazos de cobro y pago establecidos por la CREG, los cuales se acortaron, con respecto a esto el auditor manifiesta que se presenta una buena gestión de recaudo, sin embargo señala que la Empresa realiza el recaudo de cartera cada 30 días en realidad.

En cuanto a la rotación de cuentas por pagar, el promedio de días en los cuales se cubren las obligaciones con los proveedores no se encuentra dentro del referente determinado, la Empresa expone que tiene una política de pago establecida en la cual se estipula que se pague 90 días calendario en caso de materiales y 30 días para servicios, el auditor señala que el indicador coincide con la política de pago adoptada por la Empresa, a pesar de encontrarse fuera del valor establecido.

La Empresa cuenta con suficiente liquidez para cumplir con las obligaciones a corto plazo, la razón corriente supera el referente, al respecto el auditor señala que la Empresa tiene capacidad de comprometer sus Activos corrientes para respaldar las cuentas a corto plazo.

Por otra parte el margen operacional, supera el referente señalado, pero disminuye con respecto al año anterior, la Empresa argumenta que esta disminución no significa que la operación no sea retribuida, al contrario la utilidad supera el 35%, el auditor añade que esta disminución es consecuencia de la reducción del EBITDA.

Con respecto a la cobertura de intereses, a pesar del cumplimiento del referente, se evidencia una reducción con respecto al año anterior, al respecto la Empresa indica que se debe a la reducción del EBITDA y al aumento de los gastos financieros por la construcción del proyecto Cucaña con recursos de crédito, el auditor manifiesta que coincide con la explicación dada por el prestador.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

1. Oportunidad de cargue

La Empresa de Energía del Pacífico S.A ESP, presenta tres formatos y dos formularios pendientes de cargue para el año 2012:

Tabla 6.1. Formatos y formularios pendientes de cargue

Formato	Periodicidad	Período	Resolución
FORMATO 21	MENSUAL	9	20102400008055
FORMATO 21	MENSUAL	10	20102400008055
FORMATO 8	TRIMESTRAL	4	20102400008055
Formulario 7	TRIMESTRAL	4	20102400008055
Formulario 9	TRIMESTRAL	4	20102400008055

Fuente SUI

Se evidencia que la empresa mencionada ha realizado los cargues correspondientes al año 2012, exceptuando la información del formato 21 (Gastos recibidos y efectuados) formato 8 (Información de calidad), Formulario 7 (Información de calidad) y formulario 9 (Valor del índice del usuario peor servido).

2. Calidad de la información comercial residencial

Tabla 6.2 Usuarios por estrato

	Estrato1	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
Ene	94,589	183,763	76,441	12,392	4,078	330
Feb	94,201	193,333	76,381	12,275	3,946	215
Mar	95,098	184,912	76,620	12,456	4,088	330
Abr	94,852	194,280	76,954	12,357	3,960	215
May	95,766	186,369	76,794	12,570	4,104	330
Jun	95,584	195,877	76,659	12,455	3,974	214
Jul	101,844	190,285	77,911	12,766	4,149	339
Ago	101,714	199,895	77,845	12,655	4,057	224
Sep	102,581	191,271	78,074	12,691	4,194	339
Oct	102,131	199,624	77,744	12,702	4,063	224
Nov	103,694	192,244	78,291	12,891	4,275	339
Dic	103,502	201,637	78,200	12,759	4,168	224

Fuente SUI

Tabla 6.3 Consumo por estrato

	Estrato1	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
Ene	11.61	26.34	11.12	2.12	1.13	0.22
Feb	11.21	27.63	10.43	1.98	0.98	0.14
Mar	11.02	24.54	10.32	2.00	0.99	0.19
Abr	11.61	27.76	10.74	2.01	0.99	0.13
May	11.06	24.65	10.28	2.01	1.03	0.20
Jun	11.37	27.64	10.65	2.02	1.02	0.12
Jul	11.50	25.75	10.73	2.08	1.10	0.20
Ago	11.25	28.34	10.69	2.04	1.04	0.13
Sep	11.23	25.57	10.62	2.07	1.10	0.20
Oct	11.17	27.85	10.59	2.07	1.04	0.13
Nov	11.28	25.13	10.40	2.05	1.08	0.20
Dic	11.45	28.35	10.78	2.10	1.11	0.13

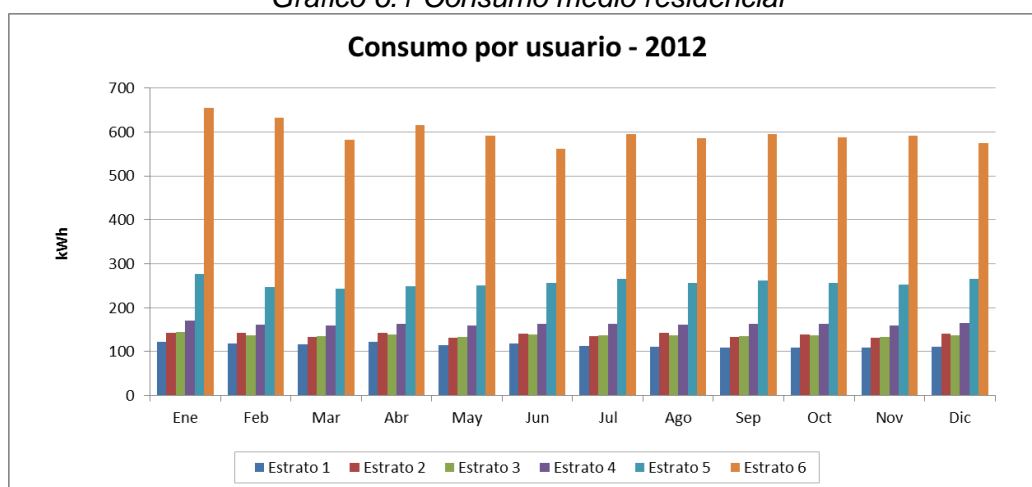
Fuente SUI

Tabla 6.4 Consumo medio (kWh/usuarios)

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	122.69	143.35	145.43	171.44	277.01	653.65
Feb	118.98	142.90	136.56	161.44	247.81	632.29
Mar	115.83	132.74	134.75	160.26	243.25	582.08
Abr	122.43	142.89	139.61	163.04	249.05	615.87
May	115.44	132.25	133.87	159.92	251.45	591.61
Jun	119.00	141.13	138.91	162.47	255.46	561.51
Jul	112.91	135.34	137.73	162.99	265.68	594.41
Ago	110.62	141.79	137.29	161.58	257.13	585.83
Sep	109.48	133.67	136.05	162.78	261.35	595.17
Oct	109.36	139.50	136.22	162.76	256.74	586.63
Nov	108.74	130.70	132.83	159.09	251.96	591.97
Dic	110.60	140.59	137.83	164.26	266.35	575.35

Fuente SUI

Gráfico 6.1 Consumo medio residencial



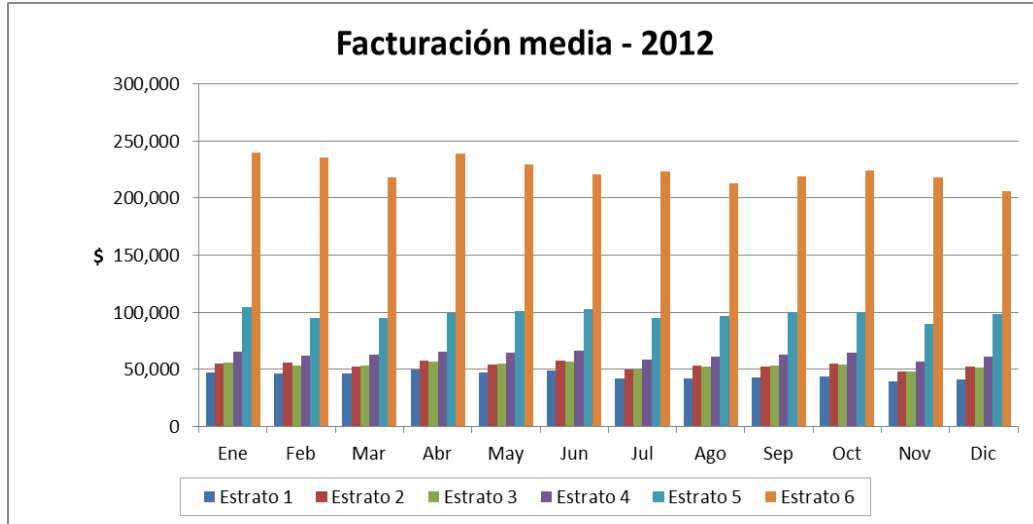
Fuente SUI

Tabla 6.5 Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	47,290	55,165	56,134	65,455	104,787	239,820
Feb	46,319	55,431	53,252	62,247	94,670	235,582
Mar	45,924	52,543	53,568	62,955	94,699	218,104
Abr	49,524	57,587	56,635	65,388	98,962	239,117
May	47,025	53,776	54,573	64,479	100,505	229,231
Jun	48,705	57,609	56,927	65,851	102,615	220,723
Jul	41,552	49,679	49,779	58,788	95,169	223,022
Ago	41,973	53,560	52,485	61,042	96,343	212,370
Sep	42,581	51,906	53,060	62,771	99,812	219,288
Oct	43,414	55,175	54,206	64,073	100,030	223,783
Nov	39,716	47,583	47,769	56,917	89,285	217,919
Dic	41,310	52,286	51,811	61,023	98,086	205,998

Fuente SUI

Gráfica 6.2 Facturación Media 2012



Fuente SUI

Calidad de la información no residencial

Tabla 6.5 Usuarios por sector

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	20,570	1,854	1,651
Feb	20,935	1,897	1,545
Mar	20,607	1,921	1,624
Abr	20,918	1,938	1,530
May	20,614	1,925	1,685
Jun	20,920	2,003	1,343
Jul	21,552	2,028	1,627
Ago	22,025	2,105	1,609
Sep	21,709	2,038	1,642
Oct	22,002	2,119	1,605
Nov	21,721	2,080	1,663
Dic	22,024	2,103	1,596

Fuente SUI

Tabla 6.6 Consumo por sector

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	18.47	37.05	2.53
Feb	18.76	37.37	2.67
Mar	18.49	38.24	2.90
Abr	20.09	40.07	2.88
May	19.26	36.67	2.96
Jun	21.20	41.44	2.80
Jul	20.49	40.50	2.88
Ago	21.14	41.90	2.79
Sep	21.32	42.51	2.92
Oct	22.54	42.79	3.00
Nov	20.73	42.19	2.96
Dic	21.64	42.50	2.76

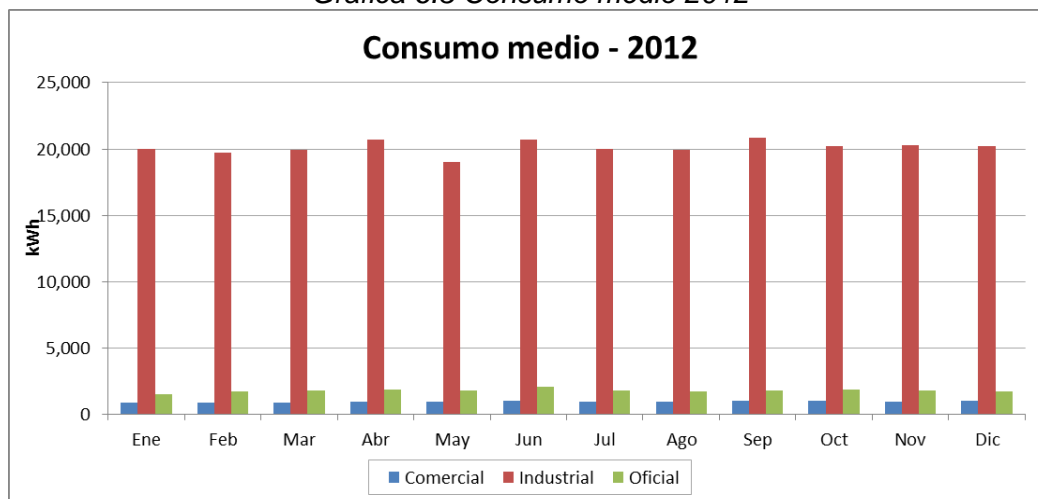
Fuente SUI

Tabla 6.7 Consumo medio (kWh/usuarios)

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	898.13	19,985.81	1,531.00
Feb	896.32	19,697.06	1,730.82
Mar	897.39	19,906.51	1,785.79
Abr	960.32	20,673.90	1,882.56
May	934.37	19,049.56	1,756.98
Jun	1,013.60	20,690.89	2,088.27
Jul	950.94	19,972.63	1,770.87
Ago	959.95	19,904.33	1,734.87
Sep	982.23	20,859.49	1,780.17
Oct	1,024.38	20,193.47	1,871.16
Nov	954.28	20,283.49	1,778.37
Dic	982.57	20,208.31	1,729.34

Fuente SUI

Gráfica 6.3 Consumo medio 2012



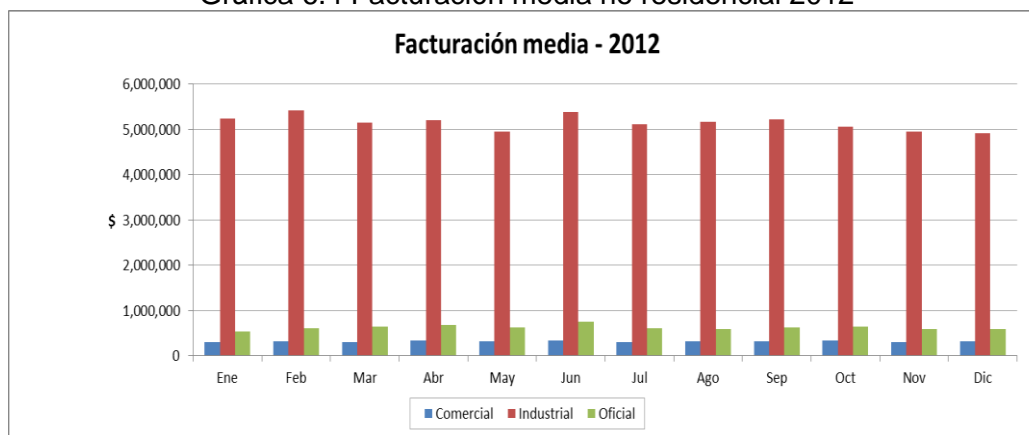
Fuente SUI

Tabla 6.8 Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	303,631.07	5,247,823.88	530,682.15
Feb	309,857.52	5,416,333.10	609,623.15
Mar	308,851.47	5,150,157.56	643,151.83
Abr	328,786.88	5,209,949.94	678,332.76
May	319,414.69	4,941,971.03	627,130.54
Jun	343,348.91	5,376,154.97	746,658.13
Jul	301,279.76	5,109,618.15	608,556.77
Ago	314,962.64	5,172,704.70	593,140.52
Sep	314,446.73	5,222,829.13	617,693.87
Oct	328,857.60	5,063,478.69	649,528.81
Nov	295,287.93	4,950,975.58	591,645.91
Dic	315,127.17	4,922,508.25	585,478.48

Fuente SUI

Gráfica 6.4 Facturación media no residencial 2012



Fuente SUI

Tabla 6.9 Mesas de ayuda

APLICACIÓN	APOYO	ESTADO		
		ASIGNADA	CERRADA	CONTESTADA
CAMBIO DE DATOS			12	3
CARGUE MASIVO			30	1
ESTADOS FINANCIEROS			1	
FABRICA			6	
GOBIERNO NIF			1	
MODELO GENERAL CONTABILIDAD (MGC)			2	
RUPS			1	
SITIO SUI			12	
VALIDADOR			1	

Fuente SUI

7. ACCIONES DE LA SSPD

Dada la información suministrada por la Dirección de Investigaciones de Energía y Gas, a continuación se relacionan las acciones de Vigilancia y Control desarrolladas por la Superintendencia Delegada para Energía y Gas, en la vigencia 2012:

- Resolución sanción con radicado SSPD Nro 20122400020855 por otras violaciones al régimen regulatorio fecha 04/07/2012

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- De acuerdo al análisis financiero realizado, se encuentra que la Empresa mejoró su liquidez, esta aumentó la capacidad de pago de sus obligaciones a corto plazo, adicionalmente se evidencia una mejoría en la gestión de cobro y pago de las cuentas de la compañía, con respecto al año 2011 reduciendo el número de días en los cuales estas se hacen efectivas.
- En cuanto al nivel de endeudamiento se evidencia un decrecimiento, la Empresa ha disminuido el número de cuentas por pagar y de obligaciones financieras, reduciendo el porcentaje de fondos de acreedores en la compañía, haciendo que la mayoría de los recursos con los que cuenta la Empresa sean propios.

- La Empresa presenta utilidades netas y operacionales en los dos años de análisis, aunque la utilidad operacional y el EBITDA disminuyeron con respecto a 2011, se evidencia un incremento significativo del 44,31% en la utilidad neta en 2012.
- Respecto al informe del Auditor Externo, específicamente en el tópico de viabilidad financiera, no cumple con el análisis establecido en la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006, dado que no se indican las proyecciones financieras del prestador para los próximos cinco años.
- Dado el comportamiento del componente de distribución la empresa aplica la Resolución CREG 168 de 2008, con el fin de minimizar el impacto de los usuarios en las tarifas que aplica.
- Para el año 2012, la empresa mostró una tarifa que se sitúa entre las más altas del ADD Occidente, y que es también alta en comparación con las empresas grandes del país. Al igual que el resto de comercializadores del ADD Occidente, presentó oscilaciones tarifarias importantes mes a mes.
- El prestador continúa presentando un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y sobreprecios. Situación que se acentúa a partir de la expedición de los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME cuya aplicación disminuyó los recursos por aportes solidarios provenientes de los usuarios industriales.
- No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. Para el 2012, la empresa presentó un déficit de \$ 61.284 millones.