

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN  
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S.  
ESP.**



**Libertad y Orden**

**Prosperidad  
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE  
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DEL ENERGÍA**

Bogotá, agosto de 2013

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN  
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP.  
ANÁLISIS AÑO 2012**

AUDITOR: KPMG Advisory Services Ltda.

**1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA**

Compañía Energética de Occidente SAS ESP se constituyó en el año 2010 para desarrollar las actividades de comercialización y distribución de Energía Eléctrica. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$65.000.000.000 y tiene su sede principal en la ciudad de Popayán (Cauca). Su última actualización en RUPS aprobada fue el día 27 del mes de diciembre de 2012.

*Tabla 1. Datos Generales*

Tipo de sociedad	Sociedad por acciones simplificadas
Razón social	Compañía Energética de Occidente SAS ESP
Sigla	Compañía Energética de Occidente SAS ESP
Nombre del gerente	Luis Freyder Posso Buriticá

*Fuente: SUI*

**2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS**

**2.1 Balance General**

*Tabla 2.1 Balance General*

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
<b>Activo</b>	<b>\$358.801.625.055</b>	<b>\$250.152.070.555</b>	<b>43,43%</b>
Activo Corriente	\$149.213.954.220	\$123.172.442.436	21,14%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$3.601.510.970	\$1.814.252.330	98,51%
Inversiones	\$35.059.785.772	\$26.327.380.415	33,17%
<b>Pasivo</b>	<b>\$135.813.304.210</b>	<b>\$59.538.427.256</b>	<b>128,11%</b>
Pasivo Corriente	\$114.631.874.867	\$57.700.619.006	98,67%
Obligaciones Financieras	\$48.152.776.161	\$0	#;DIV/0!
Patrimonio	\$222.988.320.845	\$190.613.643.299	16,98%
Capital Suscrito y Pagado	\$65.000.000.000	\$65.000.000.000	0,00%

*Fuente: SUI*

Para el año 2012 los Activos de la Empresa ascienden a \$358.802 millones, presentando un incremento de 43,4% con respecto al año anterior, presentado un importante crecimiento en otros activos principalmente en obras y mejoras en la propiedad planta y equipo que aumentó en \$66.804 millones equivalente al 150,7% mayor que el año anterior, en donde sobresale el rubro de redes, líneas y proyectos de inversión en mejoras de infraestructura.

La cartera del servicio aumentó en un 59,3% equivalente a \$32.696 millones, debido al menor recaudo presentado gracias al incremento de usuarios en mora.

El aumento del activo corriente está ligado al aumento de los deudores del servicio e inversiones, los cuales ascendieron al 31% y 33%, respectivamente.

Los Pasivos crecieron 128% ubicándose en \$135.813 millones, dentro del pasivo se evidencia aumento y disminución de cuentas de la siguiente manera: las obligaciones financieras adquiridas en este periodo por \$48.152 millones, cuentas por pagar en 154%, obligaciones laborales en 85%, pasivos estimados en -85% y otros pasivos en 57%.

El patrimonio presentó un incremento de \$32.375 millones con respecto a 2011, soportado principalmente por la constitución de reservas por \$15.377 millones y en el aumento de los resultados del ejercicio por \$14.408 millones, como consecuencia del crecimiento de los ingresos operacionales, producto de las inversiones realizadas al mejoramiento de la infraestructura y por ende al servicio.

El capital autorizado de la compañía asciende a \$70.000 millones, de los cuales tiene por suscribir \$5.000 millones.

Con relación a la estructura de capital de la Empresa, el 62,1% de los fondos son propios y el 37,9% restantes es aportado por acreedores.

## 2.2 Estado de Resultados

*Tabla 2.2 Estado de Resultados*

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$252.162.895.316	\$218.113.913.593	15,61%
COSTOS OPERACIONALES	\$177.832.250.740	\$165.457.255.514	7,48%
GASTOS OPERACIONALES	\$53.922.122.031	\$38.216.296.596	41,10%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$20.408.522.545	\$14.440.361.483	41,33%
OTROS INGRESOS	\$13.325.590.610	\$4.776.438.298	178,99%
OTROS GASTOS	\$1.359.435.610	\$1.250.200.475	8,74%
GASTO DE INTERESES	\$52.904.327	\$10.802	489664,18%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$32.374.677.545	\$17.966.599.306	80,19%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, para el 2012 fueron de \$252.163 millones, presentando un incremento del 15,6% con respecto al 2011, situación soportada en el aumento del volumen de comercialización y distribución de energía. Los ingresos por venta de energía representaron el 72% del total de ingresos por comercialización y el 26% por distribución.

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 70,5% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 7,5% con respecto al año anterior, pasando de \$165.457 a \$177.832, en donde los costos de bienes y servicios ascendieron a \$119.029 millones equivalente al 66,9%, donde las compras de energía tanto en bloque y/o a largo plazo como en bolsa se ubicó en \$91.036 millones, mientras que los servicios personales al 10,4% de los costos de ventas y operación.

Los gastos aumentaron en 41,1%, pasando de \$38.216 a \$53.922 millones, de los cuales los gastos administrativos corresponden al 35,8%, las provisiones depreciaciones y amortizaciones el 61,8% quedando los otros gastos con una participación del 2,5% del total de los gastos de la compañía.

Los gastos de administración crecieron en \$3.510 millones ubicándose en \$19.772 millones, de los cuales \$3.503 millones corresponden a gastos de personal, \$9.767 millones a gastos generales, \$5.921 millones a impuestos contribuciones y tasas.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumentó \$12.195 millones, ascendiendo a \$34.150 millones, como consecuencia del crecimiento de las provisiones para deudores que incrementaron en \$8.218 millones ocasionado principalmente por el ascenso de la cartera – deudores del servicio.

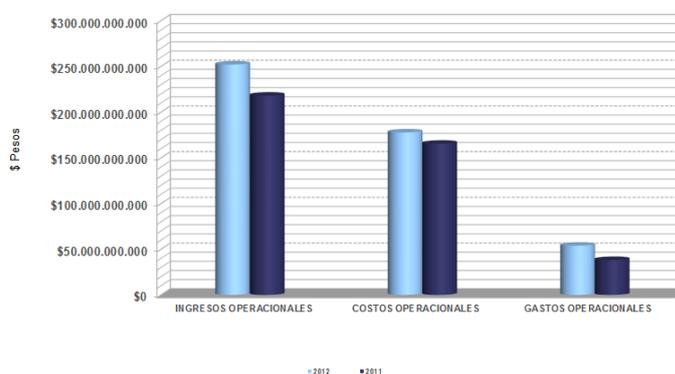
En 2012 la Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$20.409 millones, teniendo un incremento con respecto al 2011 del 41,3%, originado principalmente por los mayores ingresos operacionales, producto de la mayor cantidad de Gwh comercializados, recuperación de pérdidas y los ingresos por distribución del servicio de energía en el departamento del Cauca.

Los Ingresos no operacionales fueron de \$13.326 millones, presentando una disminución del 178,9%, debido al aumento en ingresos extraordinarios por recuperaciones.

Los ingresos financieros tuvieron una disminución de \$1.868 millones, registrando para el 2012 un saldo de \$653 millones.

Los Gastos No Operacionales en 2012 ascendieron a \$ 1.359 millones, de los cuales los extraordinarios son los de mayor representación con \$947 millones, seguidos por ajuste de ejercicios anteriores por \$203 millones.

*Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales*



Fuente: SUI

## 2.3 Indicadores Financieros

### Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es 1,3 veces, indicador que presenta una disminución del 0,8 veces con respecto anterior. No obstante y a pesar del descenso, esto indica que la Empresa cuenta con los recursos para cumplir con sus obligaciones a corto plazo, principalmente por el incremento del pasivo corriente

en un 99% pasando de \$57.700 millones para el año 2011 a \$114.631 millones para el cierre del 2012.

*Tabla 2.3 Indicadores Financieros*

INDICADORES	2012	2011
<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN</b>		
Razón Corriente – Veces	1,3	2,1
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	137,9	108,2
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	50,2	38,8
Activo Corriente Sobre Activo Total	41,59%	49,24%
<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO</b>		
Nivel de Endeudamiento	37,9%	23,8%
Patrimonio Sobre Activo	62,1%	76,2%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	84,4%	96,9%
Cobertura de Intereses – Veces	786,1	3.715,2
<b>INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD</b>		
Ebitda	41.587.330.309	29.396.079.508
Margen Operacional	16,5%	13,5%
Rentabilidad de Activos	11,6%	11,8%
Rentabilidad de Patrimonio	19,9%	16,4%

Fuente: SUI

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó un aumento de 29,7 días pasando de 108,2 días en 2011 a 137,9 días en 2012,

La Empresa tarda 50,2 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 11,4 días con respecto al año anterior, en el cual se tardaba 38,8 días, las obligaciones de la compañía están concentradas en depósitos recibidos y en acreedores, dentro de los que resaltan los bienes para comercialización y servicios.

### **Endeudamiento**

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 37,9%, en el cual se evidencia un aumento del 14,1% con respecto al año anterior, generado por el financiamiento con obligaciones financieras para atender principalmente los compromisos de inversiones de acuerdo con lo pactado en el Contrato de Gestión establecido con CEDELCA y las necesidades del negocio.

Por otra parte, el 61,2% de los recursos con los que cuenta la Empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que disminuyó con respecto al 2011, debido al aumento en el nivel de endeudamiento en 2012.

El Pasivo corriente representa el 84,4% del total de los Pasivos, el 15,6% restante pertenece a Pasivos de largo plazo, de los cuales el 95,7% corresponde a obligaciones financieras.

## Rentabilidad

El EBITDA para el año 2012 fue de \$41.587 millones, el cual presentó un incremento de \$12.191 millones con respecto al año anterior, como consecuencia del incremento de los ingresos operacionales.

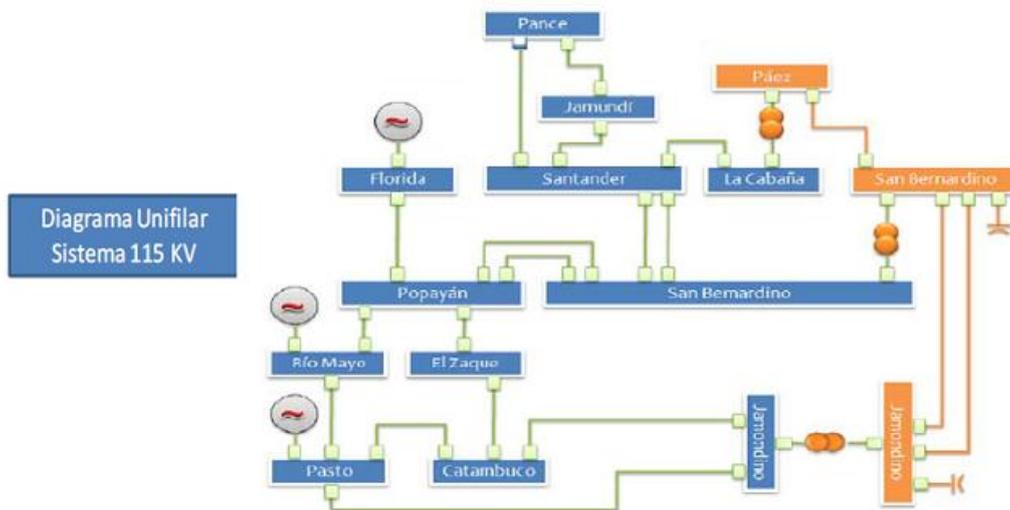
EL margen operacional en 2012 fue de 16,5%, presentando un incremento de 3% con respecto al año 2011, como resultado del aumento de la utilidad operacional de la Empresa con respecto al 2011, año en el cual el margen operacional fue de 13,5%.

La rentabilidad de los Activos disminuyó en 0,2% con respecto al año anterior ubicándose en 11,6%, la rentabilidad del patrimonio presentó un incremento de 3,5% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 19,9% para el año 2012.

## ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

En este capítulo se analizarán los aspectos técnicos y operativos de la Compañía Energética de Occidente SAS ESP durante el año 2012.

Figura N°3.1 Diagrama Unifilar CEO SAS ESP



Fuente: AEGR

### 3.1 Descripción de la infraestructura

De acuerdo a la información suministrada por la Empresa, del informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR y de la página del Sistema Único de Información SUI, a continuación se detalla el sistema eléctrico de CEO SAS la composición de la infraestructura eléctrica de la Compañía Energética de Occidente SAS EPS relacionada con las subestaciones, transformadores de potencia, circuitos y transformadores de distribución al 31 de Diciembre 2012:

#### 3.1.1 Fronteras con el STR

En el diagrama unifilar se puede observar los dos puntos de conexión al Sistema de Transmisión Nacional - STN, en el Departamento del Cauca, Subestaciones San Bernardino-ISA y Páez-ISA; en el vecino Departamento de Nariño se encuentra La Subestación Jamondino-ISA.

Para el caso del Sistema de Transmisión Regional-STR, (115 kV), los enlaces de Norte a sur son los siguientes:

- Desde la Subestación Pance (EPSA), las líneas Pance - Santander, Pance - Jamundí-
- Desde la Subestación Jamundí (EPSA), la línea Jamundí-Santander.
- Desde la Subestación Cabaña, la línea Cabaña-Santander,
- Desde la Subestación Santander, las líneas Santander- San Bernardino I y II.
- Desde la Subestación San Bernardino, las líneas San Bernardino- Popayán I y II.
- Desde la Subestación Popayán, las líneas Florida-Popayán, Popayán- Zaque y Popayán- Rio Mayo.
- Desde la Subestación Zaque, la línea Zaque-Catambuco (CEDENAR).

### 3.2 Inversiones

El comportamiento de la ejecución presupuestal de la Compañía del plan de inversiones del 2012 y el cierre de la ejecución del primer bienio según condiciones contraídas con CEDELCA en el Contrato de Gestión. Para la Compañía las inversiones más representativas se encaminan a cumplir los siguientes objetivos: mejora continua de la calidad del servicio de energía, reducción de pérdidas y mejoramiento de los procesos organizacionales; todo lo anterior bajo el cumplimiento del estándar de los siguientes proyectos:

- Obligatorios: corresponden a los proyectos exigidos contractualmente.
- Exigencia Regulatoria: Son de obligatorio cumplimiento y no necesariamente fueron incluidos en los presupuestos exigidos por el Contrato de Gestión. Para este caso aplica las condiciones incluidas en la Resolución CREG 097 DE 2008 "Implementación del esquema de incentivos por calidad del servicio en el SDL.
- Emergencia: Fuerza mayor – atentados o desastres naturales / no incluidos en el plan inicial, pero obligatorios para restablecer la normal operación del sistema

A continuación relacionamos algunos de los principales proyectos de inversión, su ejecución y Objetivo:

*Tabla 3.1. Principales proyectos de inversión*

Proyecto	Objetivo	Ejecución (\$)
Remodelación líneas 34,5 KV-II ( 2líneas)	Garantizar confiabilidad del servicio de energía en el Departamento del Cauca.	3.143.838.810
Adecuación Ctos Top 20 -II (11 Líneas)	Mejorar la confiabilidad y funcionamiento de las redes de 13,2kv.	2.523.666.669
Tren Celdas 13.2 KV SE Santander	Garantizar la confiabilidad a los clientes regulados y no regulados ante fallas en el sistema de distribución local ocasionado por causas externas	2.987.248.009
Cruce Rio Cauca - Línea Santander - Pance 115 kv	Garantizar la estabilidad de la línea, rehabilitando el paso sobre el río cauca de la líneas doble circuito, Pance - Jamundí -Santander 115 kV y entrar en servicio una nueva bahía en configuración barra sencilla en la subestación Santander 115 k, a fin de que pueda ingresar la línea Pance Santander la cual ya está disponible en la torre terminal de la subestación.	1.973.086.685
Arquitectura Popayán	Brindar confiabilidad en el sistema traducido en menores compensaciones al usuario final por indisponibilidad en alguna subestación.	1.593.085.608
Modernización SE Principal	Mejorar la calidad del servicio y gestionar la operación enfocada en mantener la mayor disponibilidad de los circuitos de distribución, asegurando la continuidad del servicio ante eventos que se presenten y evitando la pérdida de mercado.	1.588.815.280
Habilitación Bahías 34.5 kv Corinto	* Flexibilizar la operación de la subestación. * Oportuno despeje de fallas.	1.354.195.846
Habilitación bahía Pance II 115 kV	* Aumentar las transferencias de energía desde el sector al sur del país. * Flexibilizar la operación del sistema de transmisión regional dada la ampliación prevista por la Empresa de Energía del pacífico.	1.060.314.449

Proyecto	Objetivo	Ejecución (\$)
Habilitación Bahías 34.5 kV Cabaña	* Mejorar los indicadores de calidad del servicio. * Disminuir la indisponibilidad del servicio de energía a las subestaciones asociadas a estas salidas de línea.	968.934.850
Reconectores para arquitectura de Red	Mejorar confiabilidad del servicio de energía en el Departamento del Cauca.	915.582.512
Repotenciación Trafos de Distribución	Garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios generando confiabilidad y seguridad a la comunidad.	1.103.728.790
Adecuaciones por solicitudes comunidad	Mejorar la confiabilidad y funcionamiento de las redes de baja tensión.	928.993.656
Centro de Control y Otros	Monitoreo de la red de distribución	3.337.823.918
Otros inversiones	Varios	9.599.595.081

### 3.3 Mantenimiento y operación

De acuerdo a lo expresado por el AEGR, se realiza seguimiento a la ejecución del plan de mantenimiento, analizando las actividades ejecutadas vs. Las actividades programadas de enero a diciembre del 2012, contemplando las líneas de ejecución definidas por la Compañía; identificamos que el plan de mantenimiento se encuentra dividido en tres grupos, los cuales cuentan con procedimientos y directrices que rigen las siguientes actividades:

**Mantenimiento Alta Tensión:** Contempla políticas y criterios a seguir para la ejecución de actividades de mantenimiento predictivos, preventivo y correctivo en líneas, subestaciones, protecciones y esquemas de telecontrol de la compañía con el fin de mantener operativos todos los equipos y elementos que conforman la red de alta tensión.

**Mantenimiento Media Tensión y Baja Tensión:** Contempla políticas y criterios a seguir para la ejecución de actividades de mantenimiento predictivos, preventivo y correctivo en circuitos, transformadores y todos los equipos y elementos que conforman la red de media y baja tensión de la Compañía.

**Despeje del área de seguridad de las redes:** Tiene por objeto establecer los requisitos y las especificaciones técnicas para ejecutar las actividades relacionadas con poda, tala, trasplante y restitución de árboles, para efectuar las actividades de despeje del área de seguridad de las redes eléctricas.

El nivel de cumplimiento de los tres grandes grupos de mantenimiento dividido en actividades de mantenimiento correctivo, predictivo, preventivo a diciembre vs las programadas; donde el mantenimiento predictivo tuvo un cumplimiento del 92% y el preventivo del 85%. A continuación relacionamos su ejecución por mes:

*Tabla 3.2. Principales proyectos de inversión y su ejecución por mes*

Cumplimiento Programa de Mtto Alta, Media y Baja Tensión 2012													
Detalle	Enero	Feb	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dic	% Cumplimiento
Predictivo	100%	100%	100%	86%	100%	-	-	-	95%	50%	100%	100%	92%
Preventivo	95%	95%	96%	93%	92%	96%	74%	64%	78%	78%	78%	76%	85%

Fuente: AEGR

El programa de mantenimiento preventivo cerró en un 85%, observando que desde los meses de julio a diciembre el nivel de cumplimiento del plan se vio afectado por la no ejecución de algunas actividades, donde las más representativas son las relacionadas con poda y adecuación de circuitos.

A continuación se detallan las categorías más representativas de actividades no ejecutadas en el mantenimiento preventivo para el 2012:

- Poda
- Adecuación de circuitos
- Reposición de transformadores
- Normalización de redes de baja tensión
- Adecuación subestaciones
- Adecuación Líneas
- Aseguramiento de arranque
- Protección de Transformadores

Según comentarios del Jefe de Mantenimiento, las principales causas de la no ejecución de las actividades de mantenimiento preventivo, obedecen a factores de orden público en zonas de difícil gestión y limitaciones en desplazamientos por los atentados sobre la red interconectada y subestaciones Mondomo, Principal y Cabaña.

### **3.4. Calidad del Servicio**

Para aplicar el esquema de incentivos y compensaciones, CEO SAS ESP deberá contar con los requisitos necesarios para medir, almacenar, organizar y reportar la información de las interrupciones del servicio. Teniendo en cuenta lo anterior relacionamos los requisitos mínimos a cumplir son:

- Scada y Telemedición
- Acuerdo LAC
- Gis
- OT- 24 H ( Servicios de Atención Telefónica)
- Certificación de Calidad

La Compañía a través de oficio 201180000769741 del 23 de noviembre del 2011, expuso ante la SSPD las situaciones por las cuales no ha sido posible ingresar al esquema, relacionando situaciones como: la infraestructura con la que se encontraba operando, no incluía los activos necesarios sobre los cuales el regulador había diseñado los incentivos estipulados en la CREG 097 del 2008, lo cual, no le permitiría cumplir a tiempo los requerimientos exigidos en dicha resolución, por otra parte, también se expuso la problemática en la que se encontró a partir del inicio de su operación, lo que no le permitiría entrar al nuevo esquema en los términos establecidos y dar cumplimiento, a la norma y a la Resolución CRE 028 del 2011.

La CREG solicitó a las Compañías que se acogerían a la norma, contratar una firma de auditoría con el fin de certificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en dicha resolución.

Por lo anterior, en diciembre de 2012, la Compañía contrato la auditoria de la firma Deloitte, para analizar los requisitos mínimos a cumplir y emitieron un informe, confirmando que la empresa a la fecha no se encontraba preparada para entrar en el nuevo esquema.

Teniendo en cuenta el diagnóstico ejecutado por la firma de Auditoría, a continuación relacionamos el estado actual de los requerimientos exigidos en la resolución CREG 097 DEL 2008, para medir, almacenar, organizar y reportar la información relacionada con las interrupciones del servicio:

**Tabla 3.3. Estado actual de los requerimientos exigidos en la Res. CREG 097/2008**

Requisito	Requerimiento CREG para el nuevo esquema de Calidad	Observación	Auditoria Estado
GIS	Vinculación de usuarios a transformadores y circuitos, Resolución CREG 070 de 1998 y lo solicitado en la Circular Conjunta SSPD-CREG No. 002 de 2003	Se identificaron diferencias en la fuente vrs la información reportada en el formato "B2", consecuencia de no contar con la información suficiente que le permita establecer con precisión la cantidad de circuitos y de clientes que forman parte de su sistema eléctrico, para lo cual en el 2012 CEO se encontraba en el proceso de levantamiento y actualización de la misma.	Para el 2012, se efectuó un levantamiento del 90% aproximadamente de información por situaciones de orden público. La Compañía lo finalizará en el 2013.
Telemedición del 90% de los alimentadores reportados al SCADA	Sistema de Gestión de la Distribución cumpla con las características y especificaciones establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008.	El sistema SCADA no abarca la totalidad del sistema eléctrico de la empresa.	2do trimestre 2013
GIS		El sistema GIS se encuentra en proceso de implementación.	Para el 2012, se efectuó un levantamiento del 90% aproximadamente de información por situaciones de orden público. La Compañía lo finalizará en el 2013.
OT-24H		La OT 24 horas, no se encuentra habilitada para recibir llamadas de teléfonos móviles, lo cual hace que no se obtenga una cobertura del 100% de los clientes del departamento, por lo cual, algunos daños son atendidos por el personal operativo en campo sin dejar registro en el Call Center y en un sistema de gestión.	Finalizado
Telemedición del 90% de los alimentadores reportados al SCADA	Proceso de la tele-medición en elementos de corte y maniobra instalados en la cabecera de circuito.	De 37 subestaciones que conforman el sistema eléctrico de la empresa, solo 7 de ellas cuentan con un sistema de "Telemedida".	2do trimestre 2013
Acuerdo Lac	Permiso al LAC para tener acceso a la Base de Datos de Interrupciones registradas en el Sistema de Gestión de la Distribución de cada OR.	Aún no se cuenta con un permiso del LAC que le permita tener acceso directo a la Base de Datos de interrupciones registradas en el sistema de Gestión de la Distribución de cada OR, por lo cual, el reporte de interrupciones se realiza de forma manual en la página del SUI.	Se gestiona éste requisito una vez la Compañía obtenga la Certificación por parte del Auditor sobre el cumplimiento de los requisitos para el ingreso al nuevo esquema de calidad
Certificación	Sistema de medición y procedimientos de registro y reporte de interrupciones del Operador de Red cuenten con sus respectivas certificaciones de calidad.	La Empresa recibió el certificado de calidad ISO 9001 en noviembre 2012.	En el mapa de procesos de la Compañía se contemplan los procedimientos del área de Distribución.

Fuente: AEGR

### Indicadores DES - FES

En materia de calidad del servicio de energía eléctrica prestado en el Sistema Interconectado Nacional, la Compañía trabaja en el cumplimiento de la Resolución Creg 096 del 2000 y su adición CREG 113 de 2003, relacionando con los valores máximos admisibles anuales de los indicadores DES y FES.

**Tabla 3.4. Indicador DES 2012**

Indicadores DES Año 2012								
Concepto	1er Trimestre		2do Trimestre		3er Trimestre		4 Trimestre	
	Indicador	Meta CEO	Indicador	Meta CEO	Indicador	Meta CEO	Indicador	Meta CEO
Grupo 1 (meta anual 11)	0.75	3,25	0.51	3,25	0,70	2	0,23	2,5
Grupo 3 (meta anual 29)	3,08	10	2,93	8	6,28	4,5	2,69	6,5
Grupo 4 (meta anual 39)	4,84	10	3,72	9,5	5,72	9,5	2,71	10

Fuente: AEGR

Al analizar el comportamiento del indicador por trimestre, observamos que al finalizar el 2012 la Compañía cumplió con la meta anual por grupo establecidas para el indicador DES regulatoriamente; sin embargo, en el 3er trimestre se presentaron algunos incumplimientos en el resultado sobre la meta.

*Tabla 3.5. Indicador DES 2012*

Indicadores FES Año 2012								
Concepto	1er Trimestre		2do Trimestre		3er Trimestre		4 Trimestre	
	Indicador	Meta CEO	Indicador	Meta CEO	Indicador	Meta CEO	Indicador	Meta CEO
Grupo 1 (meta anual 26)	1,87	7,00	1,11	7,00	1,66	4	0,71	8,0
Grupo 3 (meta anual 51)	5,13	14,00	6,17	14	7,46	10,0	3,78	13,0
Grupo 4 (meta anual 58)	3,36	16,00	3,35	16,0	4,52	12,0	3,62	14

Fuente: AEGR

Se observa un cumplimiento para el resultado por grupo de los cuatro trimestres del año 2012, Frente a la meta.

En cuanto a lo establecido en la resolución CREG 096 de 2000, en general observamos que para los grupos de los indicadores DES y FES existe un cumplimiento en promedio de los valores máximos admisibles, durante el año 2012, lo cual, no significa que para todos los circuitos se esté cumpliendo el indicador; sin embargo, en promedio se observa un cumplimiento regulatorio de metas.

### 3. ASPECTOS COMERCIALES

#### Cantidad de suscriptores

*Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012*

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	275.560	94.44%
Total No Residencial	16.234	5.56%
Total Suscriptores	291.794	100.00%

Fuente: SUI

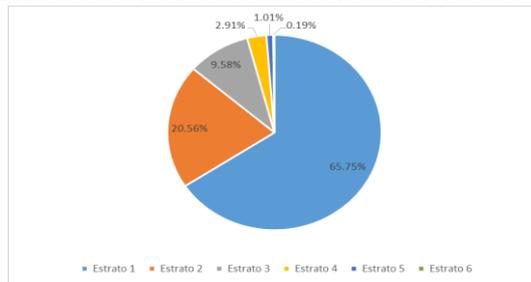
En la Tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la Compañía Energética de Occidente para el año 2012 es de 291.794, de los cuales el 94.4% corresponde al sector residencial.

*Tabla 4.1.2 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012*

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	181.178	65.75%
Estrato 2	56.665	20.56%
Estrato 3	26.387	9.58%
Estrato 4	8.026	2.91%
Estrato 5	2.783	1.01%
Estrato 6	521	0.19%

Fuente: SUI

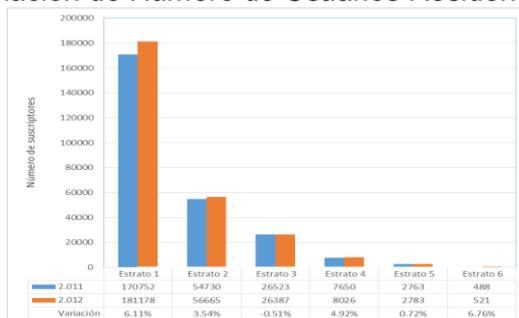
Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 86.3% de los usuarios pertenece a los estratos 1 y 2, y el 9.6% al estrato 3.

Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

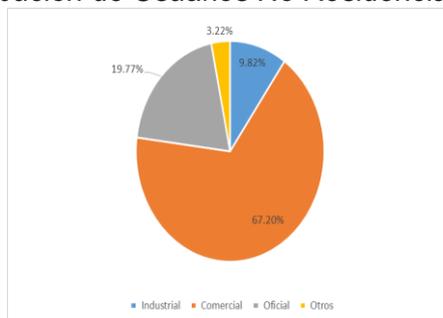
En la Gráfica 4.1.2 puede verse que en el año 2012 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior con excepción del estrato 3. Estos incrementos anuales oscilaron entre el 0.7% ocurrido en el estrato 5, y el 6.8% en el estrato 6.

Tabla 3 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	1.594	9.82%
Comercial	10.909	67.20%
Oficial	3.209	19.77%
Otros	522	3.22%

Fuente: SUI

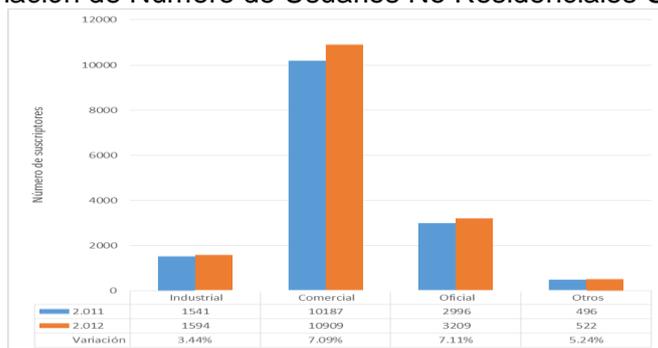
Gráfica 4.1.3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.3 y Gráfica 4.1.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 67.2% corresponde al sector comercial, seguido del sector oficial, con el 19.8%. El menor porcentaje corresponde al sector Otros con el 3.2%.

Gráfica 4.1.4 Variación de Número de Usuarios No Residenciales Sector 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 se observa que en todos los sectores se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior. Los mayores incrementos ocurrieron en los sectores comercial y oficial, con el 7.1% de incremento anual.

Tabla 4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento		2011	2012
CAUCA	Suma - Estrato 1	170.752	181.178
	Suma - Estrato 2	54.730	56.665
	Suma - Estrato 3	26.523	26.387
	Suma - Estrato 4	7.650	8.026
	Suma - Estrato 5	2.763	2.783
	Suma - Estrato 6	488	521
	Suma - Industrial	1.541	1.590
	Suma - Comercial	10.187	10.909
	Suma - Oficial	2.996	3.209
	Suma - Otros	496	522
VALLE	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	4
	Suma - Comercial	0	0
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.4 se observa que prácticamente la totalidad de los usuarios están ubicados en el departamento del Cauca.

Tabla 4.1.5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total Suma - Estrato 1	2.737.327	181.178	6.62%
Total Suma - Estrato 2	4.317.969	56665.00	1.31%
Total Suma - Estrato 3	2.375.182	26387.00	1.11%
Total Suma - Estrato 4	746.906	8026.00	1.07%
Total Suma - Estrato 5	290.667	2783.00	0.96%
Total Suma - Estrato 6	181.398	521.00	0.29%
Total Suma - Industrial	46.971	1594.00	3.39%
Total Suma - Comercial	627.674	10909.00	1.74%
Total Suma - Oficial	53.919	3209.00	5.95%
Total Suma - Otros	39.970	522.00	1.31%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al estrato 1 con el 6.6%, y a los sectores oficial e industrial con el 5.9% y el 3.4% respectivamente.

## Consumos

*Tabla 4.1.6 Consumo De Kwh Por Sector*

Sector	Kwh	Participación
Total Residencial	286.586.960	69.35%
Total No Residencial	126.682.951	30.65%
Total Suscriptores	413.269.911	100.00%

Fuente: SUI

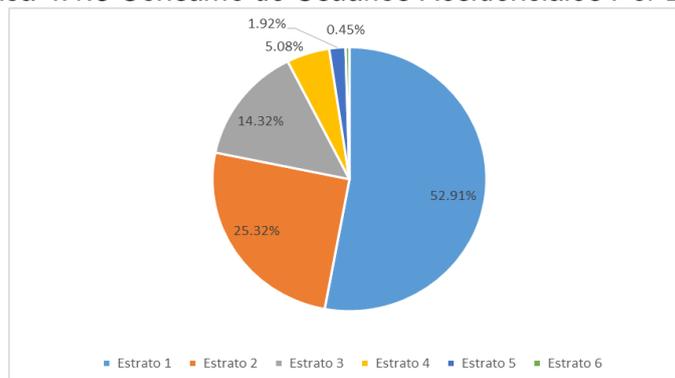
En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Compañía Energética de Occidente para el año 2012 es de 413.269.911 Kwh, de los cuales el 69.4% corresponde al sector residencial, y el restante 30.6% corresponde al no residencial.

*Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato*

Estrato	Kwh	Participación
Estrato 1	151.625.647	52.91%
Estrato 2	72.574.449	25.32%
Estrato 3	41.045.636	14.32%
Estrato 4	14.545.623	5.08%
Estrato 5	5.493.461	1.92%
Estrato 6	1.302.144	0.45%

Fuente: SUI

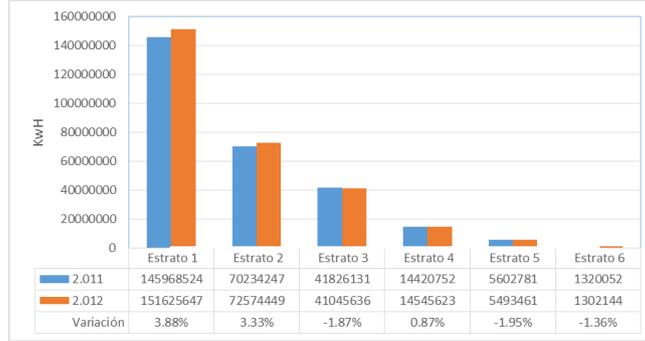
*Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato*



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.5 y Tabla 4.1.7, se concluye que el 78.2% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 1 y 2, y el 14.3% al estrato 3.

Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 – 2012



Fuente: SUI

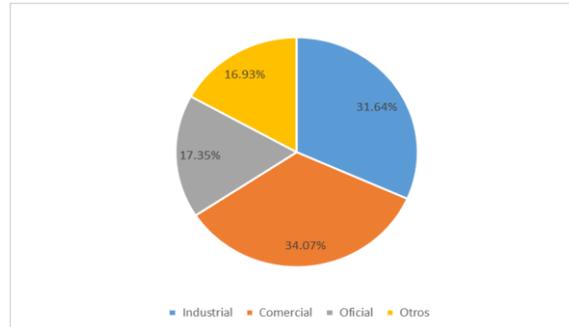
En la Gráfica 6 se observa que en los estratos 1 y 2 se incrementó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior entre el 3.3% y el 3.9%. En los otros estratos hubo leves disminuciones en el consumo.

Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	KwH	Participación
Industrial	40.088.578	31.64%
Comercial	43.166.710	34.07%
Oficial	21.977.683	17.35%
Otros	21.449.980	16.93%

Fuente: SUI

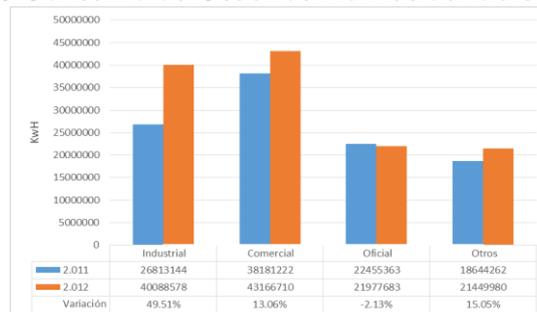
Gráfica 4.1.7 Consumo de Usuarios No Residenciales



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.8 y Gráfica 4.1.7 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 34.1% corresponde al sector comercial, seguido del industrial con el 31.6%. Los menores porcentajes corresponden al sector oficial con el 17.4%, y otros con el 16.9%.

Gráfica 4.1.8 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.8 se observa que en todos los sectores con excepción del oficial, se incrementó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior. Los mayores incrementos ocurrieron en el sector industrial con el 49.5% y Otros, con el 15.1% de incremento anual.

*Tabla 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario*

Estrato	Número de suscriptores	KwH	kwh/usuario
Estrato 1	181,178	151,625,647	837
Estrato 2	56,665	72,574,449	1,281
Estrato 3	26,387	41,045,636	1,556
Estrato 4	8,026	14,545,623	1,812
Estrato 5	2,783	5,493,461	1,974
Estrato 6	521	1,302,144	2,499
Sector	Número de usuarios	KwH	kwh/usuario
Industrial	1,594	40,088,578	25,150
Comercial	10,909	43,166,710	3,957
Oficial	3,209	21,977,683	6,849
Otros	522	21,449,980	41,092

Fuente: SUI

En la Tabla 9 y Gráfica 10 se puede observar que el mayor consumo por usuario no residencial ocurre en otros, con 41.092 Kwh anuales, seguido del sector industrial con 25.150 Kwh.

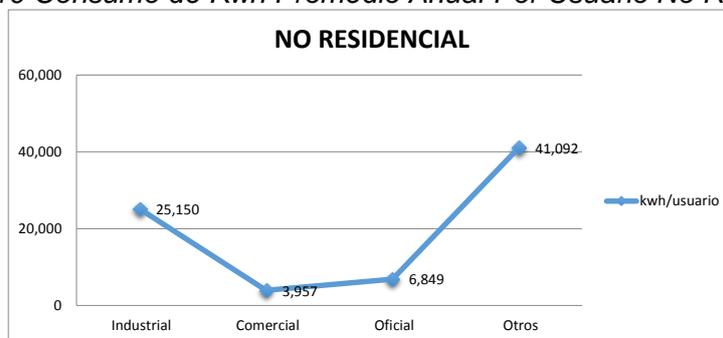
*Gráfica 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario Residencial*



Fuente: SUI

En la Tabla 9 y Gráfica 9 se puede observar que los consumos anuales por usuario van desde 837 Kwh en el estrato 1 hasta 2.499 Kwh en el estrato 6.

*Gráfica 10 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario No Residencial*



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.9 y Gráfica 4.1.10 se puede observar que el mayor consumo por usuario no residencial ocurre en otros, con 41.092 Kwh anuales, seguido del sector industrial con 25.150 Kwh.

Tabla 4.1.10 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

Departamento	CAUCA	VALLE
Estrato 1	151.625.647	
Estrato 2	72.574.449	
Estrato 3	41.045.636	
Estrato 4	14.545.623	
Estrato 5	5.493.461	
Estrato 6	1.302.144	
Total Residencial	286.586.960	
Industrial	37.795.006	2.293.572
Comercial	43.166.710	
Oficial	21.977.683	
Otros	21.449.980	
Total No Residencial	124.389.379	2.293.572

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.10 puede verse que la mayoría del consumo corresponde al departamento del Cauca. En el departamento del Valle del Cauca la Compañía Energética de Occidente tiene usuarios solamente en el sector Industrial.

Tabla 4.1.11 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total Suma - Estrato 1	4.407.223.508	151.625.647	3.44%
Total Suma - Estrato 2	6.109.402.080	72.574.449	1.19%
Total Suma - Estrato 3	3.964.116.282	41.045.636	1.04%
Total Suma - Estrato 4	1.453.637.917	14.545.623	1.00%
Total Suma - Estrato 5	710.278.398	5.493.461	0.77%
Total Suma - Estrato 6	680.918.417	1.302.144	0.19%
Total Suma - Industrial	10.065.526.292	40.088.578	0.40%
Total Suma - Comercial	7.060.243.373	43.166.710	0.61%
Total Suma - Oficial	1.079.445.070	21.977.683	2.04%
Total Suma - Otros	1.984.751.818	21.449.980	1.08%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 11 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al estrato 1 con el 3.4%, y al sector oficial con el 2.0%.

Detalle de las causales por las cuales el usuario se presenta en la empresa. .

CAUSA	CANTIDAD
Alto consumo	18.997
Debilidad del servicio	12.244
Errores de lectura	2.757
Errores por interrupción no autorizada	2.443
Cobros de otros cargos de la empresa	1.491
Cobros no hábiles	1.330
Clases Inconformes	139.812



## 4.2. Análisis tarifario

### 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 IPRSTNm-1 corresponde al calculado con base en lo establecido en la Resolución CREG 039 de 1999.

### **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. (...)"*

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.

### **Revisión Tarifaria**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, expidió la Resolución CREG 070 de 2012, mediante la cual resuelve una solicitud de revisión tarifaria de las Resoluciones CREG 118 de 2009 y 023 de 2010 y una solicitud de actualización de cargos del Sistema de Transmisión Regional - STR por entrada de activos del STR y conexión al Sistema de Transmisión Nacional - STN, de los activos operados por la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.

Aprobación del Índice de Pérdidas de Nivel de Tensión 1.

Así mismo, la Comisión expidió la Resolución CREG 126 de 2012, mediante la cual aprobó la solicitud de Compañía Energética de Occidente S.A.S. 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

### **Información Costo Unitario de Prestación del Servicio**

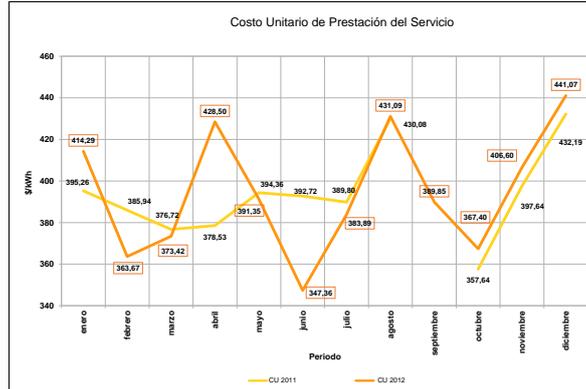
El costo unitario de prestación del servicio, que incluye el cargo de distribución unificado de Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P., para el nivel de tensión 1, presentó un incremento del 2.06%, con respecto al CU del mes de diciembre de 2011, aumento que corresponde a 8.88 \$/kWh tal como se detalla en el gráfico 4.2.1.

Dentro del CU promedio las componentes de mayor participación son las componentes de distribución, generación y comercialización con un 35% y 33% y 17% 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, la primera de ellas por el comportamiento del Dtun del ADD de Distribución que oscila entre 96,58 \$/kWh

a 180.78 \$/kWh, y el valor de las restricciones las cuales varían entre 5,48 \$/kWh y 43,33 \$/kWh.

**Grafico 4.2.1. Costo Unitario de Prestación del Servicio CEO – Año 2011 – 2012**



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas de ESP

**Información Costo Unitario de Prestación del Servicio para el ADD Occidente**

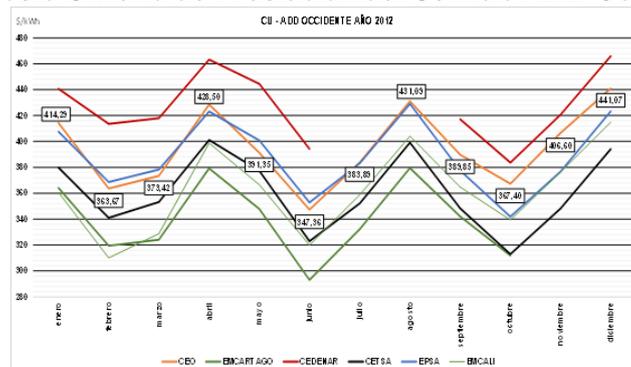
El Ministerio de Minas y Energía – MME expidió el Decreto 388 de 2007, mediante el cual ordena a la CREG conformar Áreas de Distribución – ADD, lo cual se estableció a través de la Resolución CREG 058 de 2008 donde se crearon cuatro Áreas de Distribución.

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 fue incluida la Compañía Energética de Occidente, al igual que las empresas Centrales Eléctricas de Nariño, Compañía de Electricidad de Tuluá, Empresas Municipales de Cartago, Empresa Municipal de Energía Eléctrica, Empresas Municipales de Cali y, Empresas de Energía del Pacífico.

El Costo Unitario de Prestación del Servicio, para las empresas que conforman la ADD Occidente, se observa en el Gráfica 4.2.2., presenta la segunda tarifa más alta dentro de este grupo de prestadores que conforman el ADD Occidente, donde se presenta una variación fuerte, como consecuencia de las fluctuaciones abruptas de la componente de Distribución, tal como se mencionó anteriormente.

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



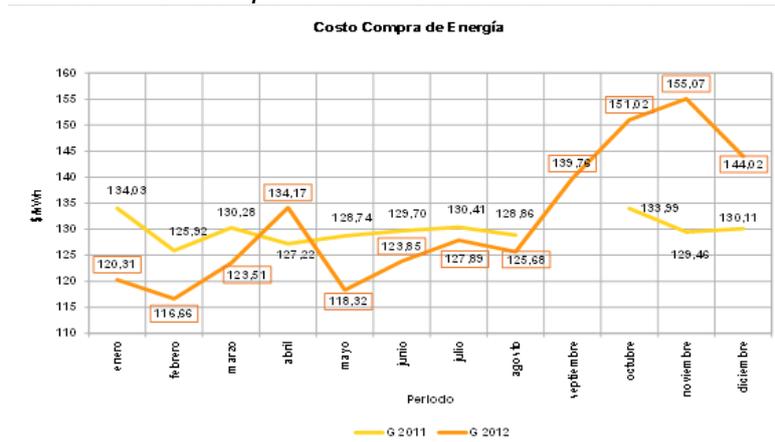
Fuente: Publicación de tarifas de ESP de ADD Occidente

## Componente Generación, G

La componente de generación representa el costo de compra de energía que realiza el comercializador en mercado mayorista, la variación de la misma esta dado especialmente por los precios de Bolsa de Energía como a los precios de los contratos bilaterales de suministro de largo plazo que tiene la empresa.

En la siguiente gráfica se puede apreciar que la componente de generación no tiene una tendencia constante, el valor de la compra de energía osciló entre un valor máximo de 155,07 \$/kWh el cual se presentó en el mes de noviembre y un mínimo de 116,66 \$/kWh, de febrero, es decir, que el rango de variación estuvo entre los 38,41 \$/kWh, no obstante lo anterior la tendencia del componente de compra no sigue un parámetro único, oscila aumentando y disminuyendo entre un mes y otro.

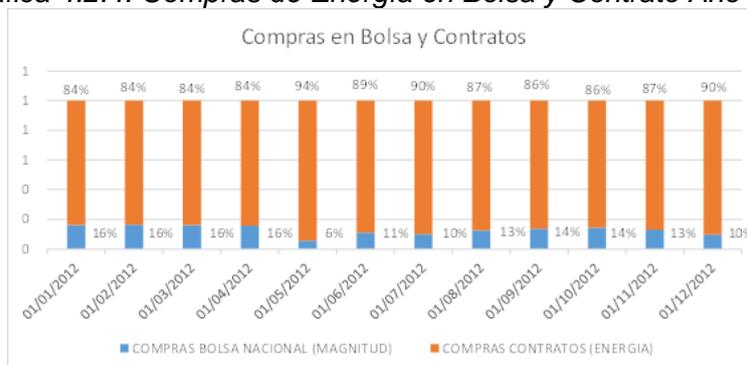
Gráfico 4.2.3. Componente de Generación Año 2011 – 2012



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

El anterior comportamiento está directamente ligado con la compra de energía en contratos y bolsa que se presentan a continuación en la gráfica 4.2.4.:

Gráfica 4.2.4. Compras de Energía en Bolsa y Contrato Año 2012



Fuente: Información de XM - Neón

La empresa en el año 2012 estuvo expuesta a bolsa en un promedio de 12,93% de su demanda y en contratos en un 87,07%, razón por la cual se infiere que el componente de generación para este año se mantuvo constante.

## Componente de Transmisión, T

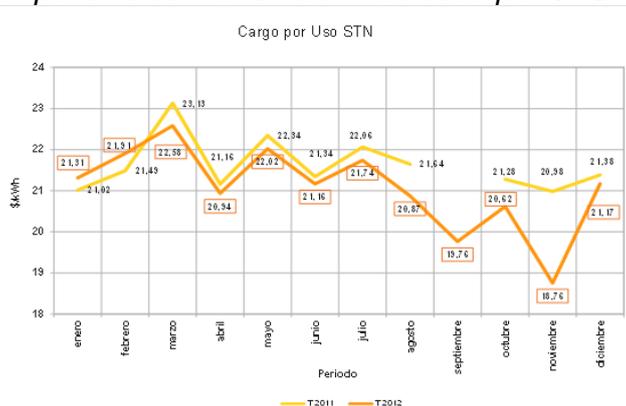
El cargo por uso del Sistema Nacional de Transmisión, componente T, es un valor único para todos los comercializadores, a través del cual se paga el transporte de energía de las plantas de generación hasta las redes de Transmisión Regional STR, la gráfica 4.2.5., muestra el valor de T empleado por el prestador dentro del CU, valor que se actualiza con el Índice de Precios al Productor y varía mensualmente por la demanda nacional.

Se señala nuevamente, que a partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 157 de 2011 y de acuerdo con lo publicado por el LAC, en Julio de 2012, el LAC cambió la fecha de publicación de los cargos del STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, esto es la información de los cargos propios del mes donde se calculan las tarifas.

En términos generales el valor del componente T, durante el año 2012, tuvo una tendencia a la baja, con respecto a los valores que calculó el LAC para el año 2011.

El valor del componente T, empleado por el prestador durante los meses de los años 2011 y 2012, se muestran en la gráfica 4.2.5.:

*Gráfica 4.2.5. Componente de Transmisión Publicado por CEO Años 2011- 2012*



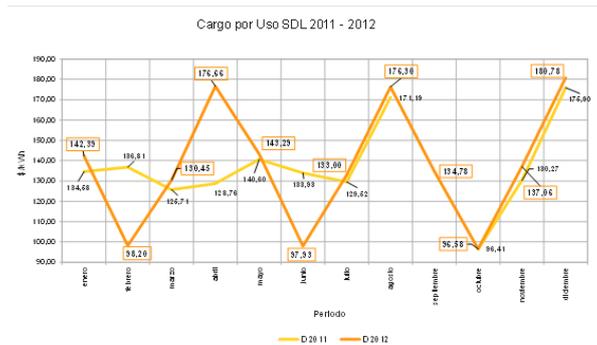
Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP – Cálculo T - XM*

#### Componente de Distribución, D

Esta componente corresponde al costo por uso del Sistema de Transmisión Regional STR, el cual está compuesto por los transformadores de conexión al STN y las líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4 y Sistema de Distribución Local SDL, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional.

Como se observa en la siguiente gráfica, los picos de aproximadamente 20 \$/kWh, que presenta el cargo por uso del SDL, tiene una alta incidencia en el costo unitario final, dado a que la componente de distribución, en el mercado de Cauca, representa aproximadamente un 35,5% del CU, sin embargo, este comportamiento es el resultado de la aplicación del Dtun del área, tal como se presenta en la gráfica 4.2.6.

*Gráfica 4.2.6. Componente de Distribución - ADD Occidente Años 2011 – 2012*



Fuente: Publicación de tarifas de las ESP – XM Dtun 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 Compañía Energética de Occidente S.A.S. 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 Compañía Energética de Occidente S.A.S. 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

Los costos por concepto del margen de la actividad, el riesgo de cartera, pagos al Administrador del Mercado, al Centro Nacional de Despacho CND, así como las contribuciones a la CREG y SSPD y los costos de atención comercial del usuario del servicio de energía eléctrica, están incluidos en la metodología del costo de Comercialización.

Como se puede observar de la gráfica 4.2.7., en los meses de enero, febrero y marzo de 2012 se presentaron los valores más altos de la componente de comercialización, se presentó una caída de 2,51 \$/kWh, seguido de una tendencia constante a partir del mes de abril con un promedio de 64.68 \$/kWh, llegando a un valor máximo que alcanzó los 65,20 \$/kWh y un mínimo 64,61 \$/kWh, variando en un rango de 0,59 \$/kWh.

Gráfica 4.2.7. Componente de Comercialización Publicado por CEO Años 2011- 2012

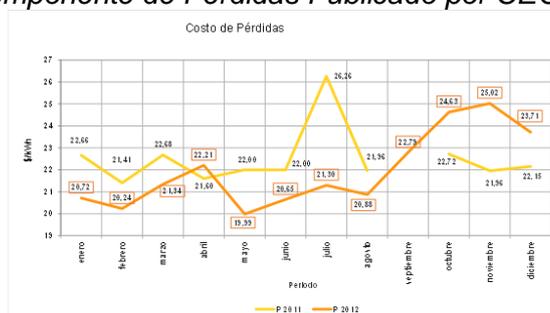


Fuente: Publicación de tarifas de ESP

### Componente de Pérdidas, Pr

De conformidad con la metodología tarifaria, la componente de pérdidas depende de manera directa de las componentes de Generación y Transmisión, la gráfica 4.2.8., se observa el comportamiento de esta variable donde se observa que el mayor valor de la misma se presentó en el mes de noviembre de 2012, y el valor en el mes de diciembre de 2012 se incrementó en 1.56 \$/kWh con respecto al valor del mismo mes para la vigencia del 2011.

Gráfica 4.2.8. Componente de Pérdidas Publicado por CEO Años 2011- 2012



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

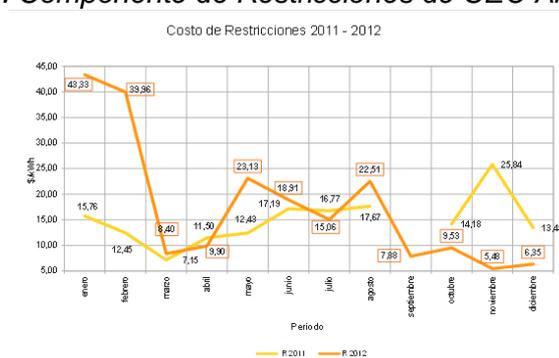
### Componente de Restricciones, R

Tal como lo señala la Regulación, las restricciones son limitaciones que presenta el Sistema Interconectado Nacional - SIN, para atender los requerimientos de energía,

situación que da lugar a generaciones con energía forzada que pueden estar fuera de mérito, por lo tanto resultan más costosas que la generación de energía en condiciones ideales, estos costos por restricciones son trasladadas al usuario final.

La mayor valor de la componente fue la del primer mes del año situándose en 43.33 \$/kWh, sin embargo, en diciembre de 2012 presentó un valor de 6,35 \$/kWh, variación con respecto a enero del 85 %, el comportamiento de la misma muestra que las restricciones muestra una estabilidad relativa en los últimos cuatro meses del año teniendo un valor entre 7.88 \$/kWh a 6,35 \$/kWh, tal como se percibe en la gráfica 4.2.9,

Gráfica 4.2.9. Componente de Restricciones de CEO Año 2011- 2012



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

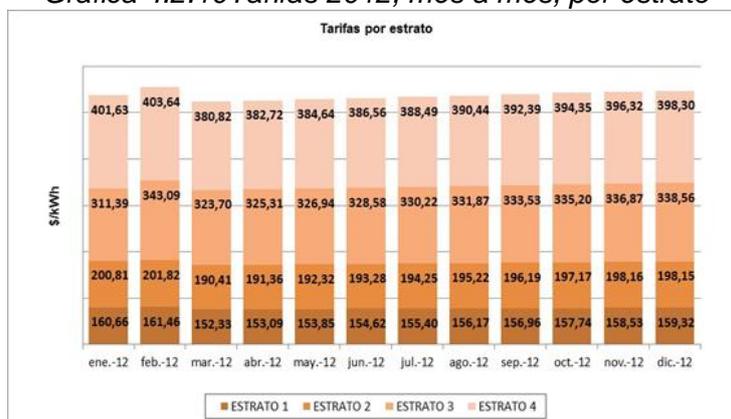
### 4.2.3. Evolución de las tarifas 2012

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, 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 4.2.10., podemos observar la tarifa aplicada por la Compañía Energética de Occidente a cada estrato durante el año 2012. Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 401,63 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 160,66 \$/kWh, asignado un subsidio del 60% para este periodo.

Gráfica 4.2.10 Tarifas 2012, mes a mes, por estrato



Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue un decrecimiento del 0,8% en la tarifa, que para enero fue de 401,63 \$/kWh y para diciembre de 398,30 \$/kWh.

Es importante mencionar, que la empresa da aplicación de la opción tarifaria para el 2012 para todos los meses del año 2012, por tanto la Compañía obtuvo una tarifa promedio de 390,01 \$/kWh, y con base en ellas se calcula las tarifas que aplica a los diferentes estratos, con el fin de minimizar el comportamiento de la componente de distribución.

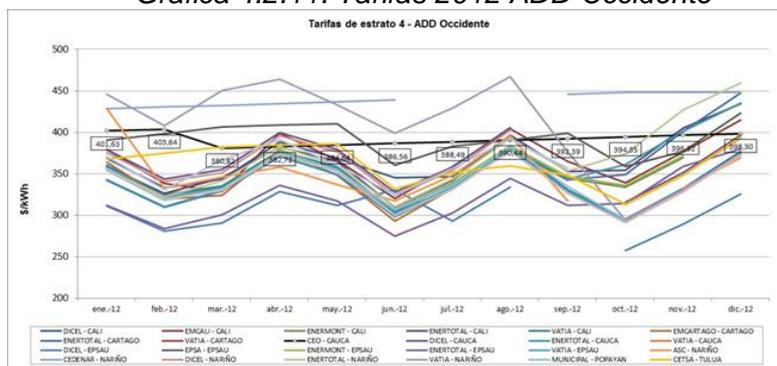
Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Occidente.

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 otros comercializadores que operan en los mercados de la ADD, tal como se muestra en la gráfica 4.2.11:

Gráfica 4.2.11. Tarifas 2012 ADD Occidente



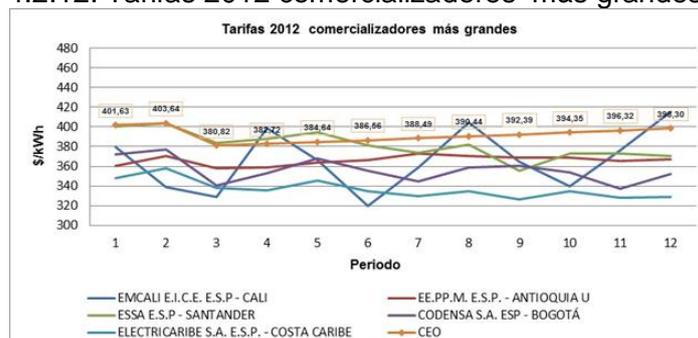
Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

De la gráfica 4.2.11, se concluye que la empresa mantiene una tarifa media en comparación con las demás del ADD y a diferencia de ellas, su tarifa es relativamente estable toda vez que aplica opción tarifaria con el fin de evitar el impacto a los usuarios la variación tarifaria mes a mes.

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

En comparación con los comercializadores más grandes del país el prestador tiene una tarifa alta, tal como se reseña en la gráfica 4.2.12.

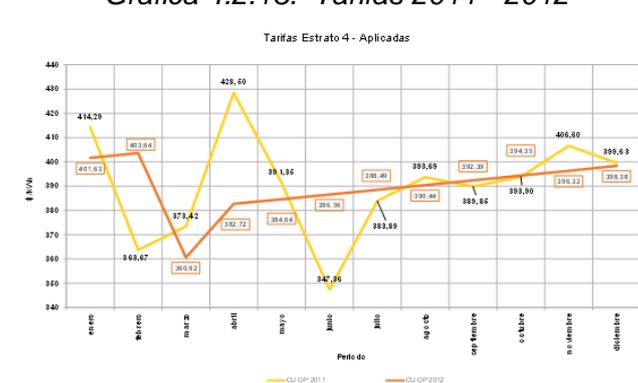
Gráfica 4.2.12. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

### Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.13. Tarifas 2011 - 2012



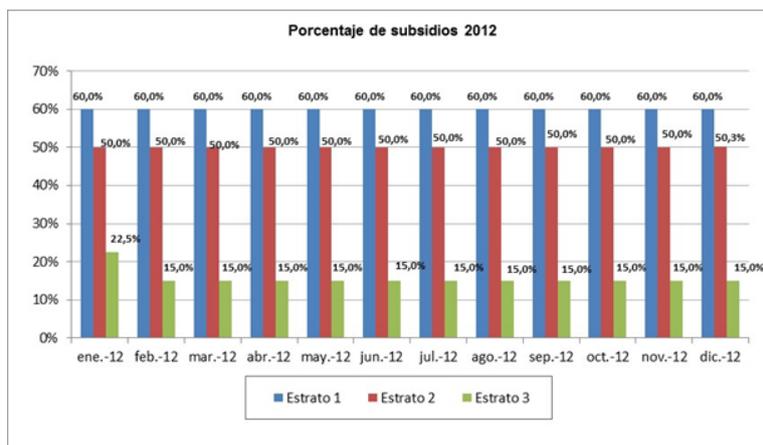
Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

En la gráfica 4.2.13 anterior podemos observar que la empresa para el primer trimestre del año 2012 mantiene su comportamiento oscilatorio de 2011, a partir de marzo toma una tendencia constante al alza. Como se mencionó anteriormente, este comportamiento está influenciado por la aplicación de la opción tarifaria. Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME 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.

En la gráfica 4.2.13., presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia, para los estratos 1, 2, y 3.

Gráfica 4.2.13 Subsidios aplicados 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

#### 4. 2. 4. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.2.1., 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 4.2.1. Subsidios y Contribuciones 2011-2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	29.124.462.940	30.474.433.091
Estrato 2	11.003.929.250	11.343.990.657
Estrato 3	1.805.626.605	1.803.079.477
<b>Total Subsidios</b>	<b>41.934.018.795</b>	<b>43.621.503.225</b>
Estrato 5	414.982.242	387.673.307
Estrato 6	99.564.140	98.641.836
Industrial	1.699.973.239	1.484.024.003
Comercial	2.807.005.854	3.039.586.989
<b>Total Contribución</b>	<b>5.021.525.475</b>	<b>5.009.926.135</b>
<b>Déficit</b>	<b>-36.912.493.320</b>	<b>-38.611.577.090</b>

Fuente: SUI

UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

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 4.6%, aproximadamente \$1.699 millones entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$ 43.621 millones, de los cuales el 69% (\$30.474 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 1, el 26% al estrato 2 (\$11.343 millones) y 4% al estrato 3 (\$1.803 millones). En lo que se refiere a los aportes solidarios el 60% se facturaron a los usuarios comerciales (\$3.040 millones), 30% a los usuarios industriales, 12,7% menos que lo facturado en la vigencia 2011 y cerca del 10% se facturó a los usuarios de estratos 5 y 6.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$38.611 millones, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$43.622 millones y recaudar un total de \$5.010 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 valido en firme un déficit acumulado por \$5.623.856.777, el cual fue informado por el MME a esta entidad a través del radicado SSPD No. 20135290279522.

Según las conciliaciones efectuadas por el Ministerio, consolidadas en la tabla 4.2.2. , entre el año 2011 y 2012, se observó lo siguiente:

*Tabla 4.2.2. Conciliaciones MME 2011-2012*

Concepto	2011	2012
Subsidios	41.934.101.004	46.764.245.064
Contribuciones	13.902.588.962	7.050.549.306
Déficit / Superávit	-28.031.512.042	-39.713.695.758
Giros de	Presupuesto Nal	41.500.513.931
	FSSRI	1.133.000.000

Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía MME, efectúa el cálculo de las conciliaciones determinando un déficit del orden de \$39.714 millones, los cuales son cubiertos con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$41.500 millones, con recursos del FSSRI se giraron cerca de \$1.133 millones.

## 5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

*Tabla 5.1 Indicadores de Gestión Financieros*

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	16%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	786,1	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56	137,9	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	25	50,2	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,53	1,30	No cumple

*Fuente: SUI*

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Compañía Energética de Occidente, cumple con 1 de los indicadores de gestión financieros (Cubrimiento de gastos financieros) planteados para las Empresas comercializadoras y distribuidoras del servicio de energía eléctrica.

Con respecto a la situación de los referentes la prestadora expresa las aclaraciones en el formato de Resultados de Indicadores de gestión el cual es cargado por la Auditoría en el Sistema Único de Información así:

Rotación cuentas por cobrar (días): El indicador se deteriora con respecto al 2011 por incremento en las financiaciones a usuarios para facilitar el recaudo de cartera.

Rotación cuentas por pagar (días): Se deteriora el indicador con respecto al 2011 por la modificación de la política de pagos, ampliando el plazo a 60 y 90 días y buscando una financiación con proveedores.

Razón corriente (veces): Se deteriora por efecto de una financiación con entidades financieras de corto plazo para atender el pago por las diferentes inversiones.

Margen operacional (%): Mejora el indicador por efecto de mayores ingresos producto de una mayor venta de energía y mayores eficiencias operativas por resultado de las nuevas inversiones.

Con respecto a las anteriores aclaraciones la Auditoría de Gestión de Resultados Kpmg Advisory Services Ltda, encuentra coherente la respuesta con la operación de la empresa.

## 6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

### 6.1 Oportunidad de cargue

La Empresa Compañía Energética de Occidente, no tiene formatos y formularios pendientes de cargue para el año 2012, pero el 53% de los formatos reportados fueron certificados de manera extemporánea.

En la información presentada a continuación se muestra serie de datos, de la cual se puede observar las variaciones para el año analizado y la completitud de la misma.

### 6.2 Calidad de la información residencial

#### 6.3

*Tabla 6.1. Usuarios por estrato*

	Estrato1	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
Ene	179,527	56,042	26,285	7,880	2,755	502
Feb	181,055	56,203	26,287	7,914	2,784	502
Mar	181,118	56,309	26,349	7,906	2,805	521
Abr	182,723	56,466	26,297	7,983	2,776	521
May	178,842	56,564	26,325	7,983	2,775	521
Jun	180,134	56,637	26,335	7,995	2,778	521
Jul	181,510	56,736	26,354	8,011	2,779	521
Ago	181,805	56,884	26,417	8,065	2,781	522
Sep	182,591	57,197	26,474	8,109	2,788	524
Oct	181,354	57,018	26,484	8,140	2,792	523
Nov	181,809	56,952	26,490	8,150	2,788	529
Dic	181,826	56,944	26,517	8,154	2,790	528

. Fuente SUI

*Tabla 6.2. Consumo por estrato (Valores dados en GWh)*

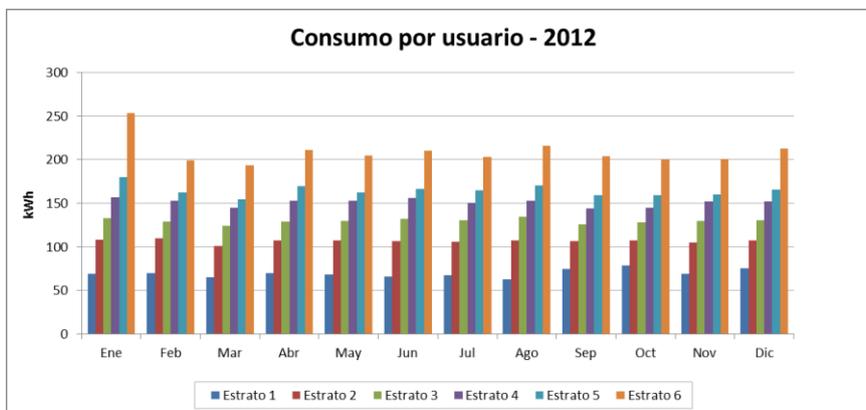
	Estrato1	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
Ene	12.40	6.09	3.49	1.24	0.50	0.13
Feb	12.65	6.16	3.38	1.21	0.45	0.10
Mar	11.81	5.70	3.28	1.15	0.43	0.10
Abr	12.71	6.08	3.40	1.22	0.47	0.11
May	12.21	6.06	3.42	1.22	0.45	0.11
Jun	11.82	6.02	3.47	1.25	0.46	0.11
Jul	12.21	6.03	3.44	1.21	0.46	0.11
Ago	11.44	6.13	3.55	1.23	0.47	0.11
Sep	13.70	6.10	3.32	1.17	0.44	0.11
Oct	14.32	6.12	3.39	1.18	0.45	0.10
Nov	12.58	5.97	3.44	1.24	0.45	0.11
Dic	13.77	6.12	3.47	1.24	0.46	0.11

Fuente SUI

**Tabla 6.3. Consumo medio (GWh)**

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	69.08	108.59	132.61	156.99	179.73	253.77
Feb	69.88	109.65	128.65	152.69	162.81	199.16
Mar	65.19	101.14	124.34	146.02	154.19	193.86
Abr	69.68	107.73	129.12	153.10	169.90	211.21
May	68.28	107.15	129.97	152.97	162.30	204.39
Jun	65.62	106.35	131.84	156.43	166.22	210.04
Jul	67.28	106.20	130.50	150.55	164.64	203.01
Ago	62.94	107.74	134.51	152.74	170.38	215.75
Sep	75.03	106.59	125.44	143.74	158.91	203.67
Oct	78.94	107.31	127.88	144.89	159.55	199.61
Nov	69.28	104.88	129.92	151.82	160.10	200.37
Dic	75.72	107.49	130.91	152.01	165.77	212.70

Fuente SUI

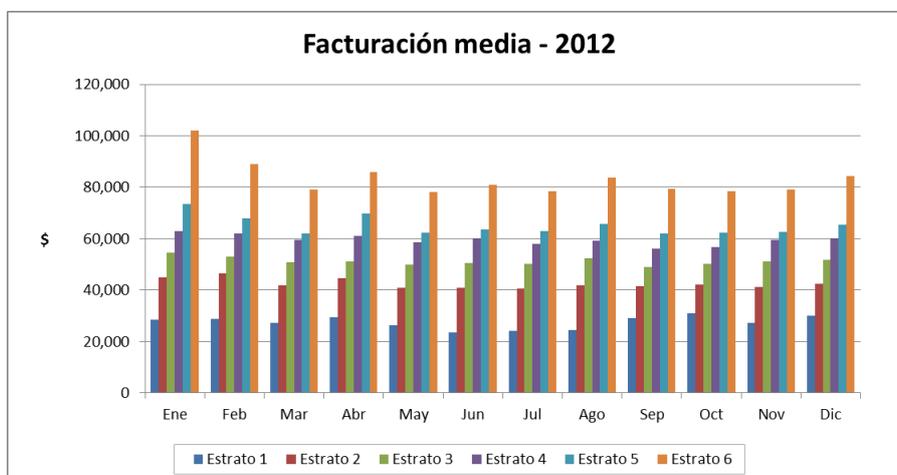


Fuente SUI

**Tabla 6.4. Facturación media (\$/factura)**

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	28,810	44,844	54,428	63,032	73,537	101,957
Feb	28,822	46,423	53,035	61,901	67,798	88,950
Mar	27,078	41,802	50,677	59,361	62,078	78,924
Abr	29,384	44,563	51,277	60,936	69,663	85,902
May	26,243	40,941	49,750	58,553	62,150	78,226
Jun	23,443	40,755	50,652	60,053	63,637	80,788
Jul	24,083	40,663	50,233	57,919	62,967	78,475
Ago	24,402	41,791	52,238	59,197	65,794	83,815
Sep	29,242	41,510	48,955	56,117	62,042	79,521
Oct	30,907	42,024	50,156	56,693	62,242	78,325
Nov	27,267	41,282	51,207	59,543	62,571	79,014
Dic	29,933	42,509	51,859	60,084	65,429	84,288

Fuente SUI



Fuente SUI

La serie de datos de la información comercial reporta un incremento para el mes de enero, esto puede deberse a la temporada de navidad y vacaciones del año inmediatamente anterior, en la cual se incrementa los consumos de energía.

#### 6.4 Calidad de la información no residencial

*Tabla 6.5. Consumo por sector (GWh)*

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	3.56	2.62	1.73
Feb	3.59	3.57	1.65
Mar	3.46	2.82	1.82
Abr	3.58	2.99	1.85
May	3.41	3.20	1.76
Jun	3.58	3.48	1.86
Jul	3.55	3.39	1.82
Ago	0.00	0.00	0.00
Sep	3.53	3.48	1.86
Oct	0.00	0.00	0.00
Nov	3.94	3.83	1.93
Dic	0.00	0.00	0.00

*Fuente SUI*

*Tabla 6.6. Usuarios por sector*

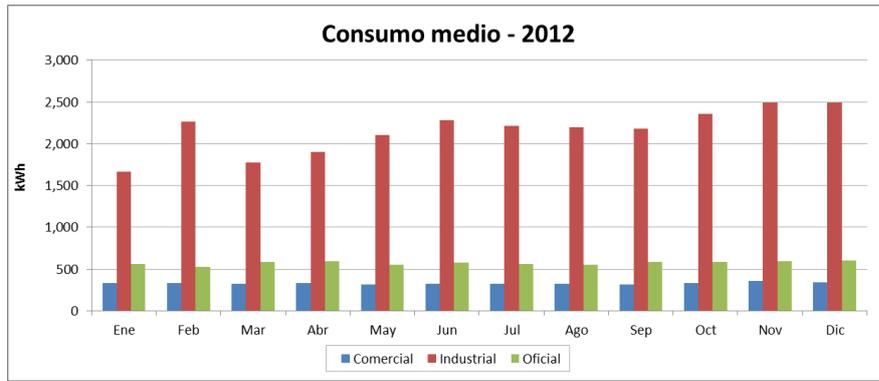
	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	10,728	1,573	3,091
Feb	10,691	1,578	3,110
Mar	10,786	1,589	3,114
Abr	10,829	1,574	3,126
May	10,873	1,522	3,204
Jun	10,948	1,526	3,239
Jul	10,958	1,529	3,244
Ago	11,006	1,539	3,252
Sep	11,087	1,548	3,257
Oct	10,952	1,524	3,249
Nov	10,935	1,534	3,258
Dic	10,980	1,545	3,269

*Fuente SUI*

*Tabla 6.7. Consumo medio no residencial (kWh por usuario)*

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	332.21	1,665.42	560.37
Feb	335.62	2,265.50	529.09
Mar	320.48	1,771.83	582.99
Abr	330.94	1,899.68	590.99
May	313.20	2,101.21	548.81
Jun	326.74	2,279.49	575.75
Jul	323.99	2,215.01	560.27
Ago	327.29	2,193.52	548.22
Sep	318.18	2,183.55	585.72
Oct	331.72	2,357.75	585.90
Nov	360.36	2,494.54	591.23
Dic	340.44	2,491.45	604.51

*Fuente SUI*

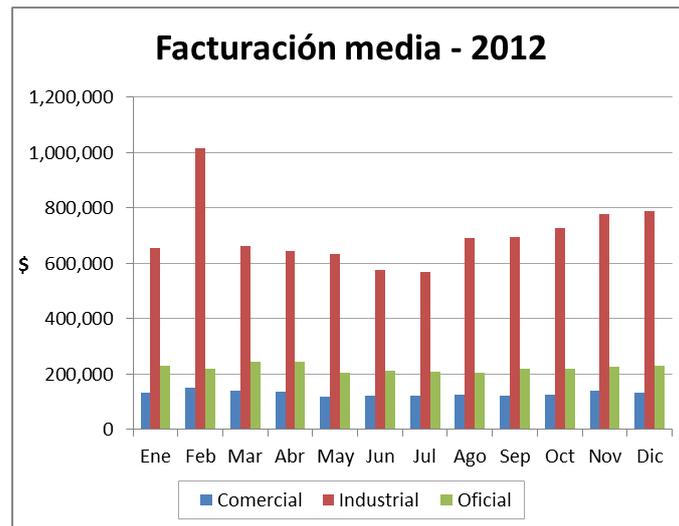


Fuente SUI

Tabla 6.7. Facturación media (\$/factura)

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	133,082.44	655,284.21	229,847.71
Feb	149,448.77	1,014,923.38	219,343.39
Mar	138,882.04	662,238.47	243,675.35
Abr	135,083.30	642,536.30	243,357.15
May	117,341.76	634,572.96	204,723.54
Jun	122,617.94	576,699.63	212,915.67
Jul	121,532.36	588,604.06	207,157.42
Ago	124,224.82	690,336.49	205,421.75
Sep	121,854.11	695,287.41	219,979.56
Oct	126,176.11	727,695.43	219,971.72
Nov	137,768.53	777,153.76	225,151.43
Dic	130,787.92	786,614.28	230,024.71

Fuente SUI



Fuente SUI

Analizando la información, los datos del sector no residencial presentan un pico elevado para el mes de febrero, por lo tanto, puede indicar duplicidad de la información o generación de un dato inconsistente para el sector industrial.

### 6.5 Mesas de ayuda

En siguiente cuadro se muestra la información correspondiente a las mesas de ayuda cerradas y escaladas, registradas por la Compañía Energética de Occidente S.A. ESP.

	APOYO	ASIGNADA	CERRADA	CONTESTADA	ESCALADA	POR ESCALAR REPLICADA
SIN ASIGNAR				6		
AMPLIACION PLAZO				2		
CAMBIO DE DATOS				9		
CARGUE MASIVO				51	1	
ESTADOS FINANCIEROS				1		
FABRICA				3		
INFORMACION GENERAL				2		
LLAVE DEL SUI				1		
LOGINS				1		
MESA DE AYUDA				1		
RUPS				1		
SITIO SUI				4		1
VALIDADOR				6		

Fuente SUI

## 7. ACCIONES DE LA SSPD

De conformidad con la información que reposa en la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas, esta Superintendencia no adelantó investigaciones COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP.

## 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El prestador tiene una tarifa media en relación con los demás del ADD y su comportamiento difiere a las demás empresas del ADD siendo relativamente constante debido a la aplicación de la opción tarifaria.
- 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 \$38.611 millones.