

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES CODENSA S.A. E.S.P.



**SUPERINTENDENCIA DELEGADA
PARA ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE ENERGÍA
Bogotá, Junio de 2015**

CODENSA S.A. E.S.P.

ANÁLISIS 2014

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

CODENSA S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1997 para desarrollar las actividades de comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado. La empresa presenta un capital autorizado de 28.378.952.140 acciones con un valor nominal de \$100 cada una, suscritas y pagadas 132.093.274 acciones. Tiene su sede principal en la ciudad de Bogotá y su última actualización en RUPS aprobada fue el día julio 16 de 2014.

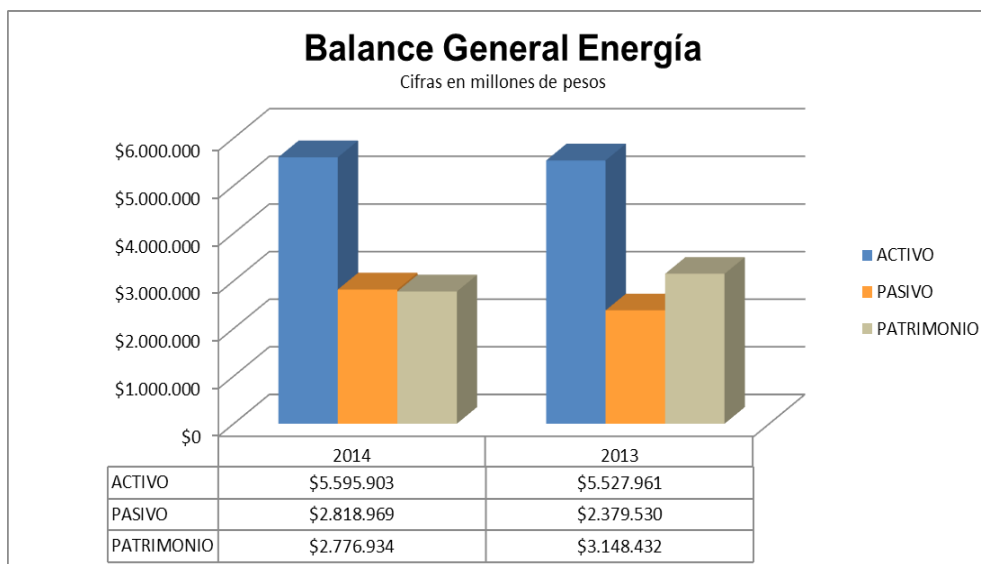
Tabla1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	Codensa S.A. E.S.P.
Sigla	Codensa S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	David Felipe Acosta Correa
Actividad desarrollada	Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	1997
Mercado que atiende	Bogotá, Cundinamarca, Tolima y Boyacá

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2014	2013	VAR
Activo	\$5.595.903.099.051	\$5.527.961.451.189	1.23%
Activo Corriente	\$979.315.626.809	\$1.036.543.332.177	-5.52%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$3.507.490.769.628	\$3.406.539.358.229	2.96%
Inversiones	\$299.615.843.954	\$467.951.626.655	-35.97%
Pasivo	\$2.818.969.401.636	\$2.379.529.635.179	18.47%
Pasivo Corriente	\$1.353.960.393.967	\$1.100.226.092.742	23.06%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	
Patrimonio	\$2.776.933.697.415	\$3.148.431.816.010	-11.80%
Capital Suscrito y Pagado	\$13.209.327.400	\$13.209.327.400	0.00%

Fuente: SUI cifras en pesos

Para el año 2014 los activos de la Empresa ascendieron a \$5.595.903 millones, presentando un incremento de 1,23% con respecto al año anterior. Ahora bien, dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Inversiones: Pasaron de \$467.952 millones a \$299.616 millones. Esta disminución se explica por la reducción de la inversión en certificados de depósito a término fijo, los cuales decrecieron en \$168.335 millones, ubicándose en \$194.670 millones a diciembre de 2014. De acuerdo con las Notas a los Estados Financieros estas inversiones tienen vencimiento en el primer trimestre de 2015 y las tasas pactadas en promedio son del 4,33% efectiva.

Deudores: A diciembre de 2014 esta cuenta sufrió un incremento de \$50.313 millones con relación al mismo periodo de la vigencia anterior, ubicándose en \$436.059 millones. De este rubro el 85% corresponde a cuentas por cobrar servicios públicos. La compañía tiene \$59.391 millones provisionados del valor de las cuentas por cobrar de servicios de energía, equivalente al 16% de estas.

Propiedad Planta y Equipo: Siendo este el rubro más importante del activo con una participación del 62,6%, a diciembre de 2014 se posicionó en \$3.507.491 millones, presentando un incremento del 2,96% con relación al año anterior. Sobresalen con el 64% y el 16% la cuentas de redes, líneas y cables con \$2.233.083 millones y plantas, ductos y túneles con \$574 millones, respectivamente, incluida la depreciación.

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUETNA 16, PROP, PLANTA Y EQUIPO	VALORIZACIONES	VALOR EN LIBROS
Terrenos	\$80.383	\$0	\$80.383	\$39.476	\$119.859
Construcciones en Curso	\$260.413	\$0	\$0	\$0	\$260.413
Maquinaria, Planta y Equipo	\$121.834	\$0	\$121.834	\$0	\$121.834
Edificaciones	\$129.025	-\$58.566	\$70.459	\$18.066	\$88.526
Plantas, Ductos y Túneles	\$1.207.733	-\$633.713	\$574.020	\$125.624	\$699.644
Redes, Líneas y Cables	\$5.343.161	-\$3.110.078	\$2.233.083	\$506.44	\$2.739.527
Maquinaria y Equipo	\$52.980	-\$34.815	\$18.165	\$2.984	\$21.149
Muebles, Enseres y Equipos de Oficina	\$39.559	-\$27.959	\$11.600	\$129	\$11.729
Equipos de Comunicación y Computación	\$75.367	-\$50.266	\$25.101	\$2.337	\$27.438
Equipo de Transporte, Tracción y Elevación	\$6.183	-\$4.150	\$2.033	\$739	\$2.772
Depreciación Diferida	\$110.398	\$0	\$110.398		\$110.398
TOTALES	\$7.427.936	- \$3.919.546	\$3.507.491	\$695.799	\$4.203.290

Fuente: SUI cifras en pesos

En relación con el Pasivo, que a diciembre 31 de 2014 se ubicó en \$2.818.969 millones, es preciso señalar que presentó un incremento del 18,47% equivalente a \$439.440 millones con relación al mismo periodo del año anterior. La composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: Cuentas por pagar, \$1.128.045 millones; Obligaciones laborales, \$19.532 millones; Otros bonos y títulos emitidos, \$1.183.196 millones; Pasivos estimados y provisiones, \$335.889 millones; y otros pasivos, \$152.307 millones.

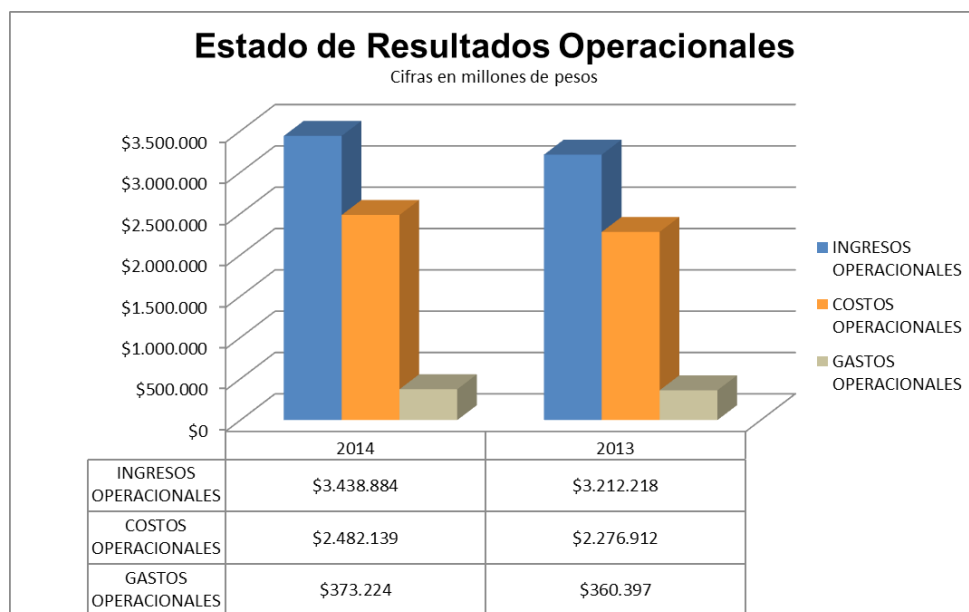
Del pasivo resalta el valor de los bonos emitidos durante el 2014 que ascendió a \$1.183.196 millones y corresponde al 100% de la financiación de Codensa. En efecto, Codensa carece de obligaciones financieras pues financia sus requerimientos de capital mediante la expedición de bonos que, dicho se a de paso, resulta ser la fuente más eficiente en términos de corto, plazo y flexibilidad documental (no covenants), según información de la prestadora.

Dentro de las cuentas por pagar son los acreedores y los bienes y servicios los que representan el valor más significativo con el 53% y 44%, respectivamente, del total de este rubro equivalente a \$1.128.045 millones.

A diciembre de 2014 el patrimonio presentó un descenso de \$371.498 millones con respecto a diciembre de 2013, posicionándose en \$2.776.934 millones. Esta disminución se explica por la distribución de dividendos a 31 de agosto de 2014 ordenada por la Asamblea General de Accionistas por valor de \$352.236.817 millones según consta en las Notas a los Estados Financieros y por el decrecimiento de la utilidad del ejercicio en 5.33% .

Con relación a la estructura de capital, el 49,6% de los fondos son propios y el 50,4% restantes son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados



Fuente: SUI

ESTADO DE RESULTADOS	2014	2013	VAR
Ingresos Operacionales	\$3.438.883.559.220	\$3.212.218.131.516	7.06%
Costos Operacionales	\$2.482.138.852.173	\$2.276.911.577.683	9.01%
Gastos Operacionales	\$373.223.905.959	\$360.397.294.787	3.56%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$583.520.801.088	\$574.909.259.046	1.50%
Otros Ingresos	\$46.330.168.633	\$46.705.763.999	-0.80%
Otros Gastos	\$122.529.967.898	\$85.704.503.852	42.97%
Gastos de Intereses	\$84.957.393.432	\$65.751.398.348	29.21%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$507.321.001.823	\$535.910.519.193	-5.33%

Fuente: SUI cifras en pesos

Los ingresos operacionales correspondientes a las actividades de comercialización y distribución para diciembre de 2014 se ubicaron en \$3.438.883 millones, presentando un aumento del 7,06% con respecto a diciembre de 2013, distribuidos así: Distribución, \$359.354 millones; y Comercialización \$2.864.998.

Los Costos Operacionales representan el 72,2% de los Ingresos Operacionales con corte a diciembre de 2014, registrando un incremento de 9,01% con respecto al año anterior, pasando de \$2.276.911 millones en el 2013 a \$ 2.482.139 millones en 2014. De dichos costos operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios por valor de \$1.789.248 millones, equivalente al 72,08%. En relación con estos bienes y servicios las compras de energía en bloque y/o a largo plazo y las compras en bolsa y/o corto plazo se ubican en \$1.410.805 millones.

Los gastos operacionales a diciembre de 2014 crecieron 3,6%, pasando de \$360.397 millones a \$73.224 millones, y están compuestos de la siguiente manera: Gastos

administrativos, 22%; y Provisiones, depreciaciones y amortizaciones, 78%. Los gastos de administración crecieron \$8.598 millones ubicándose en \$82.485 millones a diciembre de 2014, de los cuales \$38.269 millones corresponden a gastos de personal, \$26.584 millones a gastos generales y \$17.632 millones erogaciones por impuestos contribuciones y tasas.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2014 aumentaron \$4.228 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: Provisiones para deudores, \$8.517 millones; Provisión de inventarios, \$507 millones; Provisión para obligaciones fiscales, \$276.029 millones; Provisión para contingencias, \$2.165 millones; Depreciación propiedad planta y equipo, \$815 millones; y amortización de intangibles \$2.704 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2014 suman \$46.330 millones y están compuestos por: \$24.297 millones Financieros, \$1.218 millones ajuste por diferencia en cambio y \$20.814 millones extraordinarios, dentro de los ingresos financieros se destacan \$ 11.834 millones de intereses sobre depósitos y \$5.890 millones de recargo por mora. Los otros gastos no operacionales ascienden a \$122.530 millones, siendo los más importantes los gastos financieros y los gastos extraordinarios con el 69% y el 25% respectivamente del total del rubro.

2.3 Utilidades y Ebitda



Fuente: SUI

Codensa S.A. ESP presentó a diciembre de 2014 una utilidad neta de \$507.321 millones (\$28.589 millones menos que en el 2013). El ebitda de la compañía alcanzó los \$1.174.499 millones que representa un incremento de \$24.859 millones con respecto al año anterior.

2.4 Indicadores

INDICADORES	2014	2013
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente- Veces	0.72	0.94
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	46	43
Rotación de Cuentas por Pagar- Días	73	66
Activo Corriente Sobre Activo Total	17.50%	18.75%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	50%	43%
Patrimonio Sobre Activo	50%	57%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo	48%%	46%
Cobertura de Intereses- Veces	13.77	17.24
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$1.174.498.757.477	\$1.149.640.157.905
Margen Operacional	34%	36%
Rentabilidad de Activos	21%	21%
Rentabilidad de Patrimonio	29%	26%

Fuente: SUI en cifras

La razón corriente de la compañía que a Diciembre de 2014 fue de 0,72 veces, presentó una disminución del 0,22 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior. Por otra parte, la rotación de cuentas por cobrar presentó un crecimiento de 3 días pasando de 43 días en 2013 a 46 días en 2014. La empresa tarda 73 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 7 días con respecto a 2013, año en el cual se tardaba 66 días. Las obligaciones de la compañía están concentradas en bonos y títulos emitidos y cuentas por pagar principalmente.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2014 fue de 50%, lo que evidencia un aumento del 7% con respecto a 2013 cuyo porcentaje era de 43%. El Pasivo corriente representa el 48% del total de los Pasivos, por lo que el 52% restante pertenece a Pasivos de largo plazo que en mayor porcentaje corresponden a los bonos emitidos por la compañía.

Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2013 fue de 34%, disminuyendo en 2 puntos porcentuales al obtenido en la vigencia anterior; La rentabilidad de los activo se posiciono en 21% presentando igual valor al calculado en 2013; La rentabilidad del patrimonio reveló una mejora de 3% respecto al mismo periodo de la vigencia 2013 que fue del 26%.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1. Descripción de la Infraestructura

De acuerdo con lo reportado en los Formatos 4 y 5 de la resolución compilatoria SSPD 20102400008055 de 2010 en Sistema Único de Información – SUI, se realiza un

análisis de la infraestructura de la empresa y se presenta una evolución de sus activos correspondientes a transformadores, circuitos y subestaciones. Adicionalmente, se muestran las características de los activos, tales como, número de transformadores y circuitos, demanda y capacidad total instalada de los transformadores, longitud total de la red de media tensión, entre otros.

Tabla 3.1.1 Evolución Infraestructura Transformadores CODENSAS.A. E.S.P.

NÚMERO DE TRANSFORMADORES	NÚMERO DE CIRCUITOS	TOTAL CAPACIDAD TRAFO	USUARIOS CONECTADOS	DEMANDA MENSUAL	AÑO
60.534	842	6.245.247	2.596.421	581.864.038	2013
63.804	880	6.676.408	2.768.287	638.699.052	2014

Fuente: SUI – DTGE

Con respecto a la tabla anterior, se observa que para el año 2014, la empresa tiene reportados en todo su mercado 63.804 transformadores, con 880 circuitos y 2.768.287 usuarios conectados a los transformadores. Adicionalmente, se presenta la suma de la capacidad de los transformadores, la cual corresponde a 6.676 MVA y una demanda mensual de 638 GWh.

Tabla 3.1.2 Evolución de Infraestructura Alimentadores CODENSA S.A. E.S.P.

NÚMERO DE SUBESTACIONES	KM DE RED	AÑO
89	11.521	2013
102	12.796	2014

Fuente: SUI – DTGE

Según la información reportada en el SUI para el año 2014, CODENSA S.A. E.S.P. cuenta con 102 subestaciones instaladas, con una longitud de redes, correspondiente a circuitos (línea principal más ramales) de 12.796 km.

3.2 Continuidad

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en la Resolución 097 de 2008, estableció el nuevo esquema de calidad y compensaciones, en el cual se define el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Este índice representa el porcentaje medio de energía que los clientes dejan de consumir debido a las interrupciones en la prestación del servicio.

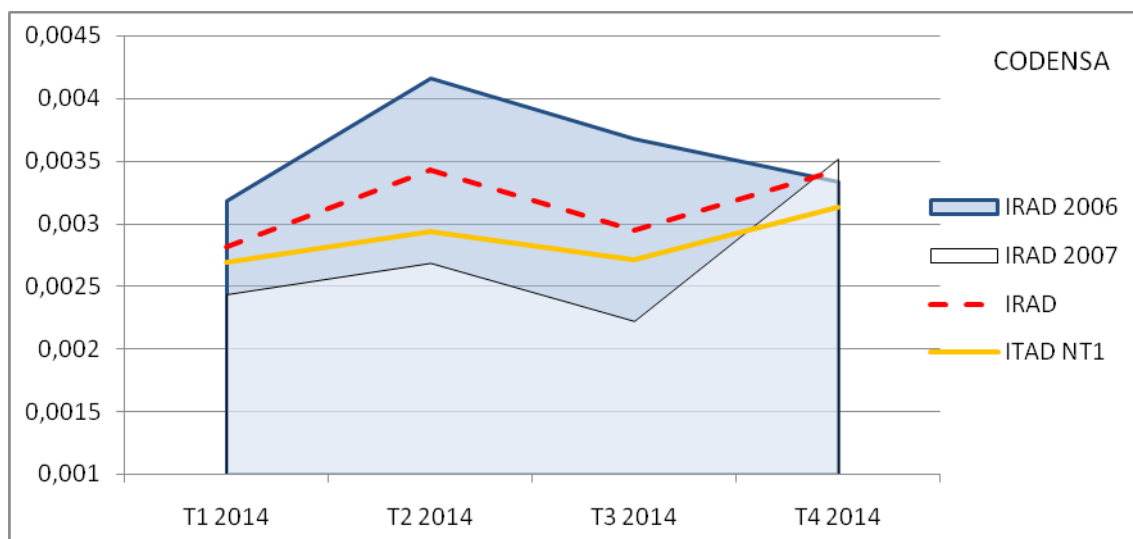
Con relación a lo anterior, se encontró que la empresa ya ingresó a este nuevo esquema. En la Resolución 018 de 2011 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la empresa CODENSA S.A. E.S.P.

Las gráficas 3.2.1 y 3.2.2 hacen referencia al índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y al Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora. Cuando el ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD, se deduce que la empresa ha tenido una buena calidad del servicio; cuando los límites del IRAD son superados se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha disminuido considerablemente. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda

de indiferencia dentro de la cual debe estar siempre el ITAD para cumplir con una buena calidad del servicio.

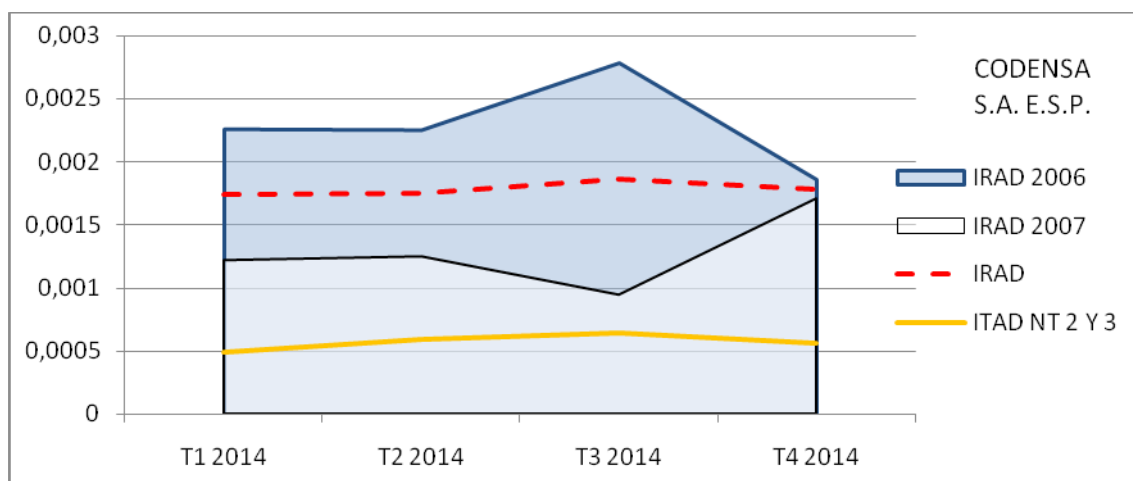
Para los niveles de tensión 1, 2 y 3, se tiene que el ITAD siempre se encuentra por debajo del índice IRAD.

Gráfica 3.2.1 Análisis ITAD para Nivel de Tensión 1



Fuente: SUI – DTGE

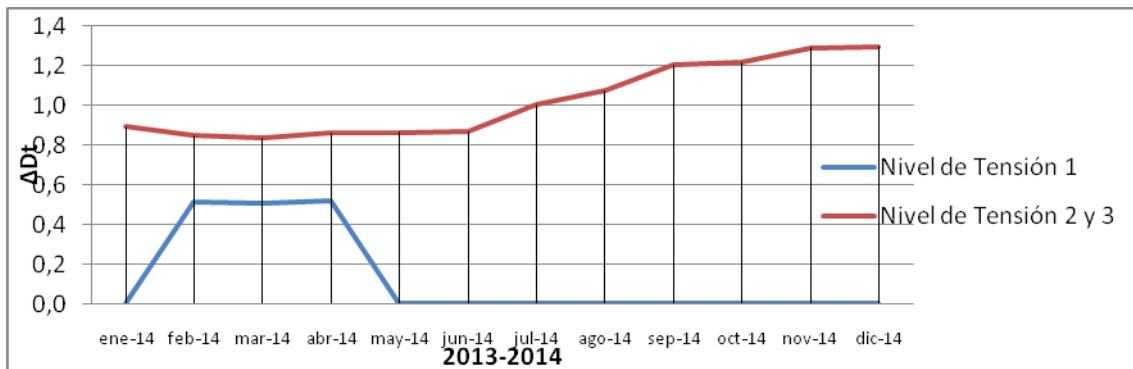
Gráfica 3.2.2 Análisis ITAD para Niveles de tensión 2 y 3



Fuente: SUI – DTGE

Por otra parte, en la siguiente gráfica se presenta la Variación Trimestral de la Calidad, ΔDt , reportada al SUI, aplicada a través del costo unitario de prestación del servicio a los usuarios finales atendidos por la empresa.

Gráfica 3.2.3 Variación Trimestral de la Calidad



Fuente: SUI – DTGE

Se encontró que la empresa para el año 2014 cumplió con la meta de calidad del establecida por la regulación, tanto para el nivel de tensión 1, como los niveles de tensión 2 y 3.

3.3 Calidad de la Potencia

Por quejas de usuarios del municipio de Tenjo, se solicitaron registros de calidad de la potencia suministrada al circuito alimentador del sector durante la última semana del mes de mayo de 2014. De acuerdo con el análisis de los datos recibidos se observa lo siguiente:

Las variaciones en las magnitudes de las tensiones en estado estacionario, medidas en el punto de conexión a 11,4 kV de la subestación Tenjo, están dentro de la franja regulatoria establecida por la Resolución CREG 024 de 2005 (90% y 110% de la tensión nominal).

El factor de potencia de la instalación oscila entre 0,85 y 0,96 inductivo. El percentil 95 de las mediciones tomadas corresponde a un factor de potencia de 0,95.

El desequilibrio entre las señales de tensión en la barra cumple los requerimientos de calidad establecidos por la norma EN50160 que se utiliza como referencia (menor al 2% para el 95% de las mediciones tomadas).

La impresión de inestabilidad de la sensación visual (flicker, Pst) en el 95% del tiempo supera el valor recomendado por la norma.

La distorsión armónica total de tensión cumple con el límite sugerido por la recomendación IEEE-519 de 1992, del 5%.

No se evidencian armónicos en tensión de orden superior que superen el límite recomendado por el std IEEE 519.

Durante la semana del 8 al 16 de julio de 2014 se realizaron mediciones de la calidad de la potencia eléctrica en barras a 13.8 kV de las subestaciones Vianí y La Palma en Cundinamarca, por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, mediante contrato realizado con la empresa Applus Norcontrol Colombia, con el fin de obtener parámetros eléctricos en estado estable y estado transitorio y diagnosticar su comportamiento con respecto a los límites establecidos por las resoluciones CREG

024 de 2005, CREG 108 de 1997 y CREG 065 de 2012, la norma europea EN50160, el Std. IEEE 446 de 1995, el Std. IEEE 519 de 1992 y el Std. IEEE 1250 de 1995.

Según el estudio realizado se observa lo siguiente:

No se presentaron desequilibrios de tensión que sobrepasaran el límite establecido por la norma EN 50160 del 2%.

Los valores promedio de todas las tensiones registradas referentes a nivel de tensión 13800 V se encuentra dentro los límites establecido por la Resolución CREG 024 de 2005 cumpliendo así con el mínimo exigido.

Para la subestación Vianí el valor promedio del factor de potencia se encuentra en 0,8989 lo cual no cumple por muy poco con la Res. CREG 108 de 1997, $fp \geq 0,9$. En la subestación La Palma no se obtuvieron los datos correspondientes debido a la falta de cableado de las señales de corriente en el tablero de medida de la calidad de potencia. Se hará la recomendación realizar el cableado de estas señales.

En estado estable la perceptibilidad de corta duración PST en las tres líneas, registró valores menores a 1,0.

La distorsión armónica total de tensión cumple con el límite sugerido por la recomendación IEEE-519 de 1992, del 5%.

Para las fases A, B y C se evidenciaron armónicos en tensión del orden 5 que superan el límite recomendado de 3% por el STD IEEE 519 con valores del 3,1780%, 3,3950 y 3,9610% respectivamente.

No se encuentran sobrepasos de distorsión armónica de corriente por encima del 15%.

En general, en los armónicos donde se registró el máximo porcentaje de distorsión total de corriente, se presentó el máximo porcentaje de distorsión total de tensión y esto corresponde al quinto armónico.

Los valores de la frecuencia se encuentran dentro de los límites establecidos por la norma.

Por otra parte, en las visitas realizadas por la SSPD a las subestaciones Mesitas, La Victoria, La Palma y Vianí, se verificó la existencia de los medidores de calidad de la potencia, de conformidad con lo establecido en las resoluciones CREG 024 de 2005 y 016 de 2007.

3.4 Inversión

3.4.1 Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2014 el prestador reportó al Sistema Único de Información – SUI un total de 48 proyectos de inversión, de los cuales 35 están programados para finalizar en diciembre de 2014 (proyectos a mediano plazo) y 13 proyectos a más de un año (proyectos a largo plazo) como se relacionan a continuación:

Tabla 3.4.1.1 Proyectos de Inversión

ITEM	DESCRIPCION PROYECTO	FECHA INICIO	FECHA FINAL	ESTADO	VALOR (pesos)	AVANCE
1	Inversion sobre la red de media tension urbana para solucionar problemas de accion inmediata	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 2.531.260.107	91%
2	Desarrollar trabajos de inversion sobre la red de media tension urbana	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 185.559.069	100%
3	Construccion y remodelacion de las obras civiles que alimentaran la nueva carga del Aeropuerto internacional El Dorado desde las subestaciones FONTIBoN y FLORIDA Construccion de	01/01/14	31/12/15	EE	\$ 1.026.054.390	100%
4	Diseno suministro construccion civil y electromecanica montaje pruebas y puesta en servicio de la subestacion Gran Sabana y Gran Sabana	01/01/14	31/12/16	EE	\$ 838.757.407	88%
5	Compra del lote licencias diseno suministro construccion civil y electromecanica pruebas montaje y puesta en servicio de la nueva subestacion MT-MT Guacheta	01/12/13	31/12/15	EE	\$ 1.344.972.693	66%
6	Diseno suministro construccion de las obras civil y electromecanica montaje pruebas y puesta en servicio de un modulo de transformacion para la conexcion del segundo transformador	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 1.269.937.255	100%
7	Diseno suministro montaje y puesta en servicio de una nueva conexcion para CODENSA al STN 230 kV	01/01/12	31/12/18	EE	\$ 3.876.399.432	18%
8	Diseno suministro de equipos y materiales obras civiles licencias ambiental y de construccion montaje pruebas y puesta en servicio de una nueva subestacion	01/12/14	31/12/17	EE	\$ 2.207.639.211	42%
9	Se instalaran compensaciones reactivas capacitivas de 30 MVAR netos en la barra de 115 kV de las subestaciones Tibabuyes TB Usme UM y Bacata BT	01/12/14	31/12/15	EE	\$ 13.823.391.640	98%
10	Diseno suministro montaje y puesta en servicio del segundo banco de transformacion de conexcion al STN en la subestacion Bacata	01/01/14	31/12/16	EE	\$ 12.680.392.109	73%
11	Diseno suministro construccion civil y electromecanica pruebas montaje y puesta en servicio de la subestacion MT MT Quinta Perez en configuracion barra sencilla	01/07/12	31/12/15	EE	\$ 1.162.436.138	55%
12	Sustitucion de los bancos de baterias con sus cargadores y sus modulos de control remoto de los sistemas de comunicaciones 48 VDC	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 1.388.062.478	79%
13	Esquemas de teleproteccion para lineas de 115 kv	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 2.058.068.952	100%
14	Automatizacion de la red	01/01/14	31/12/18	EE	\$ 8.425.963.890	4%
15	Establecimiento de mecanismos que permitan atender los requerimientos de los clientes que generen ingresos por nueva demanda	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 3.631.696.514	92%
16	Construccion de infraestructura electrica de Media y Baja Tension para poder atender los requerimientos de la nueva demanda que se conectara a la red de Distribucion de Bogota y Sabana	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 50.299.645.252	100%
17	Circuito S113R CASCAJAL Cliente Vidrio Andino Sector Rural desde SE Salto I Construir redes MT necesarias para una nueva solicitud mayor a 1 MVA previsto segun historico	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 1.385.012.464	100%
18	Repotenciacion y construccion de infraestructura electrica de Media Tension para poder atender los requerimientos de la nueva demanda que se conectara a la red de Distribucion de Bogota y Sabana	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 7.518.390.588	100%
19	Inversion necesaria para realizar la adecuacion y refuerzo de la red existente asi como las prolongaciones de red necesarias para habilitar las suplencias a los clientes paticulares	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 1.254.367.904	30%
20	Normalizar y se restringira a apoyos de madera en Media y Baja Tension existentes en la red de distribucion Rural	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 8.923.680.465	100%
21	Necesidad de cambioinstalacion de postes con redes de distribucion de MTBT en la zona urbana	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 1.371.742.532	100%
22	cambio del total de los postes de madera MTBT con requerimiento de cambio por postes de concreto en la zona urbana de Bogota y Sabana	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 1.618.961.818	100%
23	El proyecto consiste en readecuar la SE Ubala reemplazando el tren de celdas	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 907.426.766	48%

ITEM	DESCRIPCION PROYECTO	FECHA INICIO	FECHA FINAL	ESTADO	VALOR (pesos)	AVANCE
24	El proyecto consiste en la normalizacion de las celdas de llegada de los dos 2 transformadores de 11.4 kV En circuitos de Media Tension	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 6.127.278.312	100%
25	La alternativa consiste en sustituir mediante un proyecto recurrente 968 transformadores monofasicos de 76 kV o 66 kV	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 410.040.029	100%
26	Subterranizacion de las redes de media y baja tension para cumplir el POT Distrital Decreto 190 de 2004 y los POTS Municipales	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 7.735.312.989	100%
27	El MEPOT obliga a las empresas de servicios publicos a subterranizar las redes formulando su propio plan anual coordinado con el IDU	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 974.653.478	12%
28	Consiste en desarrollar trabajos de inversion sobre la red de media tension urbana asociada a Centros de Distribucion de las entidades Clinicas y Hospitales	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 1.420.499.066	100%
29	El proyecto contempla la normalizacion de los centros de distribucion en baja tension	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 1.584.401.990	92%
30	Trabajos relacionados con infraestructura	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 24.027.955.138	100%
31	Este proyecto esta enfocado a la disminucion de los cortes de los circuitos con tiempos largos y a los circuitos con mayor numero de salidas	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 5.856.832.256	100%
32	Trabajos relacionados con infraestructura	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 1.716.532.598	100%
33	Trabajos relacionados con infraestructura	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 10.266.823.670	100%
34	Cambiar el esquema de control y proteccion RAZOA de las subestaciones NO CI TU y SM	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 24.964.128	100%
35	El proyecto consiste en intervenir 15 circuitos de MT que se encuentran con una cargabilidad superior al 85por ciento proyectando sus cargabilidades durante el tiempo de evaluacion del proyecto	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 6.743.020.677	100%
36	Diseño suministro construcción civil y electromecánica montaje pruebas y puesta en servicio de la nueva subestación Compartir	01/01/14	31/12/18	EE	\$ 378.547.014	5%
37	El proyecto consiste en la ampliación de capacidad de transformación de las subestaciones Tibabuyes, Calle 67 y Mosquera	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 1.588.784.237	100%
38	Se ampliara la capacidad instalada en la subestaciones MT/MT TAUSA y CUCUNUBA	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 421.977.139	100%
39	El proyecto consiste en la compra e instalacion de 10 celdas de salida 11.4 kV en una casa de control vecina	01/01/14	31/12/15	EE	\$ 5.872.356.589	29%
40	Se construira un circuito 34.5 kV de aproximadamente 9 km de longitud desde la subestacion Florida	01/01/14	31/12/15	EE	\$ 1.904.332.124	40%
41	Implementacion de medidas tecnicas y focalizacion para disminuir el robo de energia	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 20.900.008	100%
42	Desarrollo de infraestructura de focalizacion de zonas o clientes con hurto a traves de la instalacion de equipos medida en media y baja tension	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 2.094.064.770	100%
43	Desarrollo de infraestructura de focalizacion de zonas o clientes con hurto a traves de la instalacion de equipos medida en media y baja tension	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 12.879.837.604	100%
44	Desarrollo de infraestructura de focalizacion de zonas o clientes con hurto a traves de la instalacion de equipos medida en media y baja tension	01/01/14	31/12/15	EE	\$ 7.188.561.042	100%
45	Efectuar el cambio de 1975 apoyos de madera de baja tension	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 9.195.517.834	100%
46	El numero de transformadores de distribucion por reposicion o readecuacion se estima mediante estadísticas historicas de fallas	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 6.515.584.865	100%
47	Con base en la estadística reportada actualmente dimensionar la cantidad de transformadores de distribucion cambiados por avería o dano parcial	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 4.820.983.878	100%
48	Efectuar el cambio de 791 apoyos de madera de Media tension	01/01/14	31/12/14	FI	\$ 9.049.211.274	100%

Con la realización de los proyectos señalados, la Empresa busca mejorar la prestación del servicio de sus usuarios mediante ampliación de cobertura, mejoramiento de la calidad de la potencia suministrada y mayor confiabilidad del sistema eléctrico.

La mayoría de proyectos están encaminados a realizar adecuaciones al Sistema de Distribución Local – SDL, mientras que algunos corresponden a conexiones al Sistema de Transmisión Nacional y modernización e instalación de nuevos activos en el Sistema de transmisión Regional. El valor de inversiones totales de los proyectos ejecutados en el año 2014 fue de \$ 197.818.988.104 y sumando los proyectos en ejecución, su valor asciende a \$ 258.548.791.783.

Por otra parte, De acuerdo con lo indicado por la Empresa en su documento “Memoria Anual Codensa 2014”, durante el 2014, se desarrollaron medidas orientadas a la calidad del servicio, como el Proyecto de Telecontrol, que contempla la instalación de 3787 equipos de potencia para mejorar la calidad del servicio, así como el rediseño y reposiciones de redes, la normalización en servicios auxiliares, actividades en la Subestación Concordia y normalización en media tensión, con inversiones del orden de \$ 55 mil millones.

3.4.2 Cobertura y Restricciones del Servicio de Energía Eléctrica

La empresa Codensa S.A. E.S.P. tiene un 99.9 % de cobertura en Bogotá D.C. y los municipios donde presta el servicio, lo cual la ubica como la segunda empresa con mayor cobertura del país de acuerdo al Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 – PIEC de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME.

Por otro lado, al revisar el estado del sistema eléctrico en el área de transmisión STR – STN, se observa que para la ciudad de Bogotá existen las siguientes restricciones ante contingencias del STR, de acuerdo con el informe mensual de restricciones presentado por XM S.A. ESP.:

En el transformador Bacatá (500 kV/115 kV), por sobrecarga.

En las líneas Bacatá – Chia 115 kV, Bacatá – El Sol 115 kV, Torca – Aranjuez 115 kV.

Ante contingencia de la línea Primavera – Bacatá 500 kV se presentan violaciones de tensión en el área oriental de la ciudad.

Lo anterior, quiere decir que mientras permanezca estable, el sistema de transmisión que atiende a Bogotá D.C., no va ocasionar inconvenientes con el despacho de energía programado y la prestación del servicio, sin embargo, en el evento de falla de algún activo que haga parte del anillo conformado por las líneas a 115 kV, antes mencionadas, posiblemente se presentarán sobrecargas en los conductores.

Una de las causas principales de estos posibles eventos es el rápido crecimiento en la demanda de energía eléctrica que ha tenido la Capital. Para mitigar los anteriores riesgos a corto plazo el Centro Nacional de Despacho, según el caso, coordina maniobras en el Sistema Eléctrico Nacional para evitar la suspensión del servicio a los usuarios.

A largo plazo, el Gobierno Nacional en sociedad con las empresas del sector eléctrico del país viene desarrollando proyectos para robustecer el STR del área de Bogotá D.C., como son:

Proyecto Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, y doble transformación 230 kV/110 kV. Fecha programada de entrada en operación agosto de 2016.

Proyecto segundo transformador Bacatá 500/115 kV. Fecha esperada de entrada en operación: febrero de 2015. Fecha concepto: junio 2015.

Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Fecha de entrada en operación: enero de 2016.

3.5 Retie

Con el fin de verificar el cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas -RETIE, se programaron visitas técnicas a quince (15) subestaciones ubicadas en Bogotá D.C. y quince (15) subestaciones ubicadas en el departamento de Cundinamarca, correspondientes a los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SDL) de propiedad de CODENSA S.A. E.S.P.

3.5.1. Accidentes de Origen Eléctrico

De acuerdo a lo reportado en el Formato 19 Información de Accidentes de Origen Eléctrico en el Sistema Único de Información – SUI, CODENSA S.A. E.S.P., registró un accidente de origen eléctrico durante el año 2014.

3.5.2. Resultados Visitas de Inspección

En general, se encontraron los siguientes hallazgos relacionados con el RETIE:

- No se evidencia la medición y verificación de las tensiones de paso, contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad. Arts. 23.1 (g), 15.6 , 15.6.1, 15.6.2
- No se tienen planos actualizados en las subestaciones. Art 23 Numeral 23.2 Literal a.
- En cuartos de baterías no se evidencia aterrizaje de estructuras metálicas de los bancos. Art. 23.1 (r), NTC 2050 Secc. 500-504, Secc 250.
- Mallas de encerramiento no se encuentran aterrizadas en algunos puntos. Art. 23 Numeral 23.2 Literal d.
- Existencia maleza en patios de algunas subestaciones. Art. 23.1 (g)
- Transformadores de potencia sin foso de aceite en algunas subestaciones. Art. 23.1(v).
- Cuartos de baterías no cuentan con lava ojos. Art. 21.1 (k).
- Mallas de encerramiento sin señalización de riesgo eléctrico. Artículo 23.2 Literal c.
- Subestaciones no atendidas no cuentan con sistema automático de detección y extinción de incendios. Art. 24.6. Resolución 90795 Art. 19
- Falta demarcación de las distancias de seguridad frente a las celdas.
- No se cuenta con identificación de fases y colores en cables de potencia de acuerdo a norma vigente. Art. 6, Art.6.3, Tabla 6.5
- No se evidencia la existencia de cajas de inspección del sistema puesta a tierra en algunas subestaciones. Art 15.1 (d).
- Se recomienda realizar labores de limpieza en algunas subestaciones.
- En subestaciones con equipos eléctricos antiguos. Se requiere realizar diagnóstico de los mismos e incluir dentro del programa de reposición el cambio de dichos equipos con la finalidad de garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio.
- Varias subestaciones tienen implementado un sistema fotovoltaico para alimentar cargas de telecomunicaciones.

Aspectos generales a resaltar de la Empresa en la visita

- Gran parte de las subestaciones visitadas cuentan con un esquema N+1 en los transformadores de potencia, llamado por la Empresa esquema de potencia fuerte. Este consiste en tener un número de transformadores operando con una cargabilidad adecuada para que en el caso de que un transformador salga de operación los otros puedan respaldar su carga.
- La Empresa esta realizando pruebas piloto con celdas fotovoltaicas para atender la carga de los bancos de baterías de los equipos de comunicaciones.
- Se evidenció que la Empresa está realizando inversiones en varias de las subestaciones visitadas, tales como Concordia, Tibabuyes, Fontibon, Muña, Villeta, las cuales están en remodelación; otras como Suba y Calle Primera fueron intervenidas recientemente.
- La mayoría de las subestaciones cuentan con dos transformadores de servicios auxiliares y dos cargadores de baterías. Los transformadores de servicios auxiliares tienen doble alimentación de diferentes circuitos, lo cual aumenta la confiabilidad de la operación de la subestación.
- La Empresa cuenta con un banco de baterías móvil para cualquier contingencia, lo cual es de destacar.
- Después del evento de la subestación Concordia, la Empresa ha realizado un esfuerzo por separar los cables de control de los de potencia en las subestaciones.

3.6 Mantenimiento

A continuación se presentan los principales aspectos del proceso de mantenimiento eléctrico realizado por CODENSA S.A. E.S.P. durante el año 2014.

3.6.1. Mantenimiento programado y ejecutado en Líneas de Alta Tensión

Tabla 3.6.1.1 Contratos Mantenimiento Líneas AT

CONTRATO	DESCRIPCIÓN	FECHAS
Unión Temporal Trendición	Suministro de los servicios de mantenimiento y obras civiles y electromecánicas de líneas de alta tensión en 57.5 y 115 KV.	Inicio: Junio de 2012 Finalización: Junio de 2017
Cenercol Podas	Gestión de arbolado en redes de distribución de Codensa S.A E.S.P.	Inicio: Octubre de 2013 Finalización: Septiembre 2016

Fuente: Codensa – SSPD

A continuación se relaciona la cantidad de trabajos de mantenimiento programados y ejecutados sobre las líneas de alta tensión durante el año 2014.

Tabla 3.6.1.2 Cantidad de trabajos planificados

2014													
Trabajos/Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Mantenimiento Predictivo													
Inspecciones visuales pedestres (km de corredor)	32	80	260	53	158	128	110	34	1	0	0	0	857

Tabla 3.6.1.3 Cantidad de trabajos ejecutados en el 2014

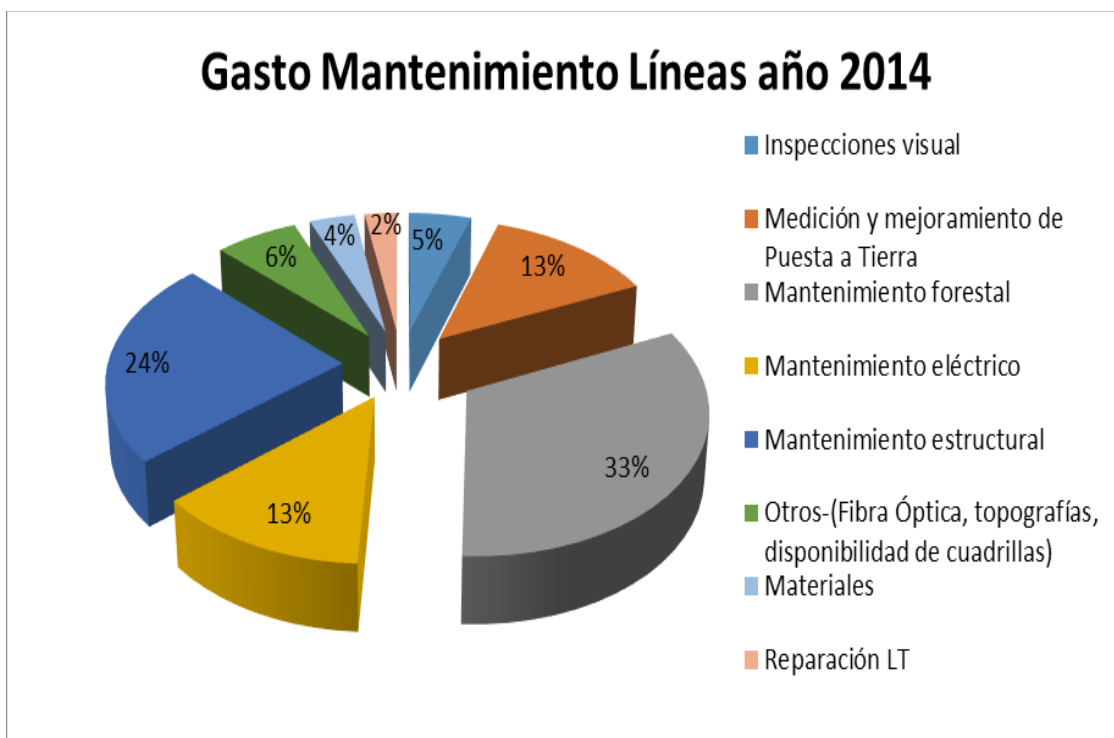
2014													
Trabajos/Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Mantenimiento Predictivo													
Inspecciones visuales pedestres (corredor)	11	91	84	114	46	100	63	157	150	76	16	48	957
Medición de Puesta a Tierra (estructura)	0	114	0	123	284	105	111	289	54	0	0	0	1080
Mantenimiento On Condition													
Mantenimiento forestal de servidumbre Líneas AT (OT)	9	6	15	7	13	9	10	8	10	6	11	10	114
Mantenimiento eléctrico (OT)	0	4	7	0	3	10	3	1	3	0	3	10	44
Mantenimiento estructural (OT)	4	8	4	7	4	2	4	5	6	7	5	4	60
Otros –Fibra Óptica (OT)	2	0	3	1	1	1	1	0	2	2	0	0	13
Otros trabajos- (OT)	0	8	0	2	2	0	0	2	3	3	4	2	26
Mantenimiento Correctivo													
Reparación en Líneas AT (OT)	1	3	1	3	1	3	3	0	4	3	4	4	30

Los costos de mantenimientos realizados en las líneas de alta tensión en el año 2014 son los siguientes:

Tabla 3.6.1.4 Presupuesto ejecutado en el 2014

PRESUPUESTO MANTENIMIENTO 2014	
Mantenimiento Predictivo	
Inspecciones visuales pedestres (corredor)	\$155.584.522
Medición y mejoramiento de Puesta a Tierra	\$420.764.242
Mantenimiento On Condition	
Mantenimiento forestal de servidumbre Líneas Alta Tensión	\$1.034.308.592
Mantenimiento eléctrico	\$409.288.008
Mantenimiento estructural	\$751.434.432
Otros-(Fibra Óptica, levantamiento topográfico, disponibilidad de cuadrillas)	\$206.493.014
Materiales	\$113.759.338
Mantenimiento Correctivo	
Reparación en Líneas Alta Tensión	\$ 80.206.406
Total Gasto	\$3.171.838.554

Gráfica 3.6.1.1. Distribución Presupuestal



3.6.2. Mantenimiento Programado y ejecutado en Subestaciones de Alta Tensión

A continuación se relacionan los contratistas, las actividades y la vigencia de los contratos para la ejecución de trabajos de mantenimiento programado en las subestaciones de alta tensión.

Tabla 3.6.2.1 Contratos Mantenimiento Subestaciones

CONTRATO	DESCRIPCIÓN	FECHAS
Consortio Seringel CAM	Servicio de Obras y mantenimiento de Subestaciones	Inicio: mayo de 2010 Finalización: julio 2015
Consortio Mamut	Servicio Transporte pesado	Inicio: agosto de 2012 Finalización: agosto de 2014
Prosegur Tecnología	Mantenimiento sistemas detección de incendios en SSEE	Inicio: julio de 2013 Finalización: marzo de 2016
Cenercol Podas	Gestión de arbolado en redes de distribución de Codensa SA ESP	Inicio: Octubre de 2013 Finalización: Septiembre 2016

Tabla 3.6.2.2 Cantidad de trabajos predictivos programados 2014

2014													
Trabajos/Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Mantenimiento Predictivo													
Inspecciones visuales a subestaciones	4	13	12	13	11	12	13	11	13	11	11	8	132
Inspecciones termográficas a subestaciones	4	13	12	13	11	12	13	11	13	11	11	8	132
Análisis de aceite físico-químico en transformadores	8	25	25	25	25	25	25	25	25	25	12	8	253
Análisis de aceite cromatográfico en transformadores	10	25	25	25	25	25	25	25	25	25	15	10	260
Mantenimiento Preventivo													
#Mant. preventivo transformador	1	2	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	14
#Mant. preventivo interruptor	25	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	30	605
#Mant. preventivo seccionador	18	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	34	502
#Mant. preventivo transformadores de medida	43	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	70	1.093
#Mant. preventivo protecciones	8	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	10	618
#Mant. preventivo banco de baterías	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	0	252
#Mant. preventivo cargadores de baterías	10	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	10	190

Los trabajos de mantenimiento ejecutados en subestaciones durante el año 2014 se relacionan a continuación:

Tabla 3.6.2.3 Cantidad de trabajos ejecutados en el 2014

2014													
Trabajos/Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Mantenimiento Predictivo													
Inspecciones visuales a subestaciones	4	13	12	13	11	12	13	11	13	11	11	8	132
#Inspecciones termográficas a subestaciones	2	14	13	15	14	14	25	15	12	2	11	3	140
#Análisis de aceite físico-químico en transformadores	3	48	33	51	32	18	26	3	49	33	3	4	303
#Análisis de aceite cromatográfico en transformadores	1	53	43	43	40	2	26	27	35	22	3	4	299
Mantenimiento Preventivo													
#mant. preventivo transformador	0	1	5	1	0	0	0	0	0	1	1	1	10
#mant. preventivo interruptor	5	2	12	20	12	8	11	9	5	19	17	4	124
#mant. preventivo seccionador	5	2	13	17	1	0	11	5	9	15	8	1	87
#mant. preventivo transformadores de medida	3	0	24	51	3	5	3	15	27	45	24	3	203
#mant. preventivo protecciones	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	4
#mant. preventivo banco de baterías	0	5	17	16	16	15	15	6	18	9	14	5	136
#mant. preventivo cargadores de baterías	0	5	17	16	16	15	7	1	18	0	7	0	102
Mantenimiento On Condition													
#mant. transformador	1	2	6	5	9	4	7	4	5	7	1	0	51
#mant. interruptor	5	9	6	3	3	6	0	4	9	4	0	7	56
#mant. seccionador	1	0	8	0	3	2	0	1	0	0	4	0	19
#mant. transformador de medida	0	0	0	0	0	0	1	3	0	0	0	3	7
#mant. protecciones	8	4	6	3	1	2	2	1	3	5	4	5	44
#mant. banco de baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	3
#mant. cargadores de baterías	5	3	3	1	0	1	1	0	2	2	1	0	19
Mantenimiento Correctivo													
Reparación en subestaciones atendidas por las empresas colaboradoras	6	19	20	9	12	11	16	17	12	7	11	16	156

Los costos de mantenimientos realizados en las subestaciones en el año 2014 son los siguientes:

Tabla 3.6.2.4 Presupuesto ejecutado en el 2014

PRESUPUESTO 2014	
Mantenimiento Predictivo	
Inspecciones termográficas a subestaciones	Mano de obra propia
Análisis de aceite físico-químico en transformadores	
Análisis de aceite cromatográfico en transformadores	
Mantenimiento Preventivo	
Mant. preventivo transformador	\$ 66.968.540
Mant. preventivo interruptor	\$ 306.766.137
Mant. preventivo seccionador	\$ 209.722.093
Mant. preventivo transformadores de medida	\$ 123.592.414
Mant. preventivo protecciones	\$ 96.514.033
Mant. preventivo banco de baterías	\$ 199.636.988
Mant. Preventivo cargadores de baterías	
Mant. Preventivo módulos barras	
Mant. Patios (Podas)	\$ 675.986.623
Mantenimiento On Condition	
Mant.transformador	\$ 493.685.475
Mant. interruptor	\$ 277.213.446
Mant. seccionador	\$ 44.280.757
Mant.transformador de medida	\$ 130.704.971
Mant. protecciones y control	\$ 302.471.002
Mant. Servicios auxiliares	\$40.520.659
Mant. Modulos	\$ 30.175.060
Cuadrilla línea viva	\$980.700.000
Materiales	\$345.376.568
Mantenimiento Correctivo	
Reparación en Subestaciones	\$406.951.400
Total Gasto	\$4.831.116.127

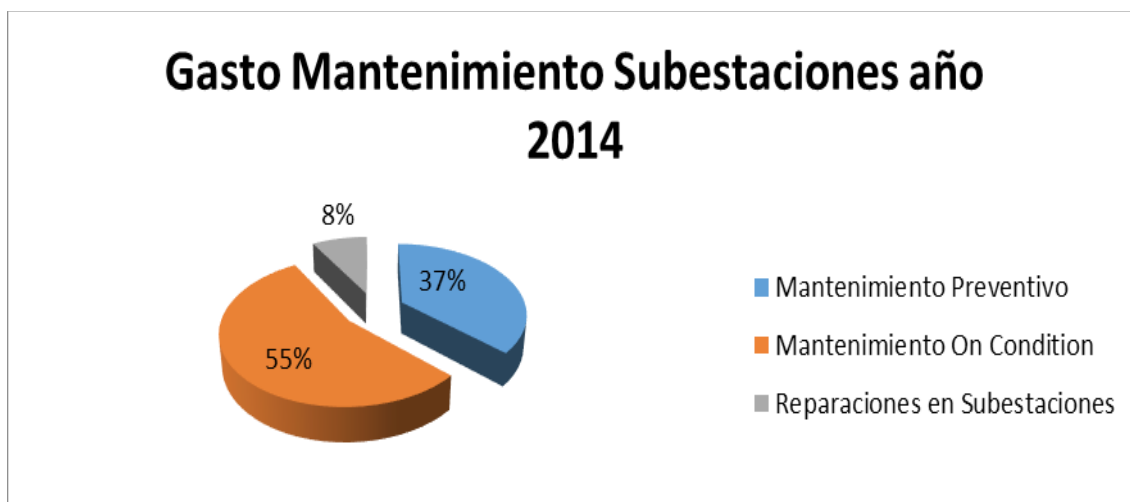


Tabla 3.6.2.5 Porcentaje de Ejecución de Mantenimientos en Subestaciones

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS Y EJECUTADOS EN SUBESTACIONES			
DESCRIPCIÓN	PROGRAMADOS	EJECUTADOS	% EJECUCIÓN
inspecciones visuales a subestaciones	132	132	100,00%
Inspecciones termográficas a subestaciones	132	140	106,00%
Análisis de aceite físico-químico en transformadores	253	303	120,00%
Análisis de aceite cromatográfico en transformadores	260	299	115,00%
No. Mant.preventivo transformador	1	0	0,00%
No. Mant.preventivo interruptor	25	5	20,00%
No. Mant. preventivo seccionador	18	5	28,00%
No. Mant. preventivo transformadores de medida	43	3	7,00%
No. Mant. preventivo protecciones	8	0	0,00%
No. Mant. preventivo banco de baterías	12	0	0,00%
No. Mant. preventivo cargadores de baterías	10	0	0,00%

4. ASPECTOS COMERCIALES

Se analiza los aspectos comerciales de la empresa relacionados con el análisis referente al número de suscriptores, los niveles de consumos, la información contenida en las facturas, la atención en las oficinas comerciales dispuestas por el prestador, las tarifas, los subsidios y contribuciones, la calidad del servicio, el nivel de satisfacción del usuario (NSU), entre otros.

4.1. Estructura del mercado

4.1.1. Número de usuarios clasificados por tipo de uso

Tabla 4.1.1 Relación de suscriptores CODENSA S.A. E.S.P 2013- 2014

ESTRATO O ACTIVIDAD	AÑO 2013		AÑO 2014		PORCENTAJE DE INCREMENTO /DECREMENTO
	Suscriptores a dic de 2013	Participación Porcentual	Suscriptores a dic de 2014	Participación Porcentual	
Estrato 1	174.644	5,94%	184639	6,67%	2,98%
Estrato 2	980.408	33,32%	1015.851	36,70%	2,12%
Estrato 3	760.976	25,86%	816.666	29,50%	5,14%
Estrato 4	260.360	8,85%	272.278	9,84%	3,24%
Estrato 5	87.549	2,98%	91.003	3,29%	2,76%
Estrato 6	71.906	2,44%	74.393	2,69%	1,87%
Total Residencial	2.335.843	79,39%	2.454.830	88,68%	3,31%
Industrial	86.450	2,94%	44.279	1,60%	1,74%
Comercial	497.292	16,90%	256.864	9,28%	2,39%
Oficial	7.874	0,27%	4.264	0,15%	6,71%
Otros	14.667	0,50%	8.050	0,29%	7,61%
Total no Residencial	606.283	20,61%	313.457	11,32%	2,48%
Gran Total	2.942.126	100%	2.768.287	100%	3,22%

Fuente: SUI

La mayor concentración de usuarios (suscriptores) se encuentra en los estratos 2 y 3, en el sector residencial y para el sector no residencial, los usuarios comerciales. Se observa un incremento porcentual en todos los estratos socioeconómicos y por uso. El mayor incremento porcentual (5,14) se encuentra en el estrato tres pasando de 760.976 usuarios a 816.666, estos es 55.690 usuarios

En general, la Empresa obtuvo un crecimiento en el número de clientes, correspondiente a un 3,22%, en relación con el 2013.

4.2. Niveles de Consumo

Tabla 4.2.1. Consumo por Estrato y Sector de Consumo
CODENSA S.A. E.S.P. 2013-2014

ESTRATO O ACTIVIDAD	CONSUMOS (Kwh) 2013	CONSUMOS (Kwh) 2014	PORCENTAJE INCREMENTO/DECREMENTO
Estrato 1	295.836.811	308.245.572	4,19%
Estrato 2	1.703.866.810	1.746.470.034	2,50%
Estrato 3	1.433.414.017	1.457.555.071	1,68%
Estrato 4	538.826.711	544.661.933	1,08%
Estrato 5	235.892.573	236.253.546	0,15%
Estrato 6	274.852.575	273.794.974	-0,38%
Total Residencial	4.482.689.497	4.566.981.130	1,88%
Industrial	858.173.388	907.709.837	5,77%
Comercial	1.895.750.104	1.936.820.511	2,17%
Oficial	242.985.419	240.494.114	-1,03%
Otros	512.490.537	520.307.527	1,53%
Total no Residencial	3.509.399.448	3.605.331.989	2,73%
Gran Total	7.992.088.945	8.172.313.119	2,26%

Fuente: SUI

El mayor consumo demandado para los años 2013 y 2014 en energía se sitúa en los estratos 2 y 3, siendo también los de mayor incremento porcentual de consumo del 4,19% y del 2,50, respectivamente. El sector industrial presentó el mayor incremento, del 5,77% pasando de un consumo en el 2013 de 858.173.388 Kwh a 907.709.837 Kwh en 2014.

No obstante lo anterior, se observa que del sector residencial, el estrato seis presenta una disminución porcentual de -0.38% pasando de un consumo de 274.852.575 Kwh a 273.794.974 Kwh; en mayor medida se presenta disminución del consumo en el sector oficial con un porcentaje del -1,03%, es decir, que pasó de un consumo de 242.985.419 Kwh en 2013 a 240.494.114 en el año 2014.

4.4. Facturación

Tabla 4.4.1. Valor de facturación por estrato o uso
CODENSA S.A. E.S.P 2013 - 2014

ESTRATO O ACTIVIDAD	VALOR FACTURACIÓN (\$) 2013	VALOR FACTURACIÓN (\$) 2014	PORCENTAJE DE INCREMENTO/ DECREMENTO
Estrato 1	105.774.594.248	115.825.230.890	9,50%
Estrato 2	608.801.847.737	656.732.787.725	7,87%
Estrato 3	512.565.582.248	547.842.402.181	6,88%
Estrato 4	191.218.691.491	203.011.365.902	6,17%
Estrato 5	84.043.357.690	88.566.565.994	5,38%
Estrato 6	97.512.257.183	102.130.061.449	4,74%
Total Residencial	1.599.916.330.597	1.714.108.414.141	7,14%
Industrial	287.698.454.496	318.315.019.332	10,64%
Comercial	657.645.802.319	707.706.033.794	7,61%
Oficial	75.271.401.805	78.273.345.388	3,99%
Otros	158.847.265.893	168.631.698.165	6,16%
Total no Residencial	1.179.462.924.513	1.272.926.096.679	7,92%
Gran Total	2.779.379.255.110	2.987.034.510.820	7,47%

Fuente: SUI

El mayor ingreso facturado se genera en los estratos 2 y 3, al igual que el incremento porcentual en el año 2014 en relación con el 2013 con un 9,50% y 7,87%, así como para el sector no residencial se destaca el uso industrial con un incremento del 10,64% seguido por el sector comercial con un 7,14%.

Se verificó el contenido de la factura emitida por CODENSA S.A. ESP, según lo manifestado por los funcionarios del área comercial, no obstante a la fecha encontramos que la misma, y de la inspección visual al documento factura se valoraron los siguientes conceptos:

Nombre del suscriptor y dirección del inmueble receptor del servicio: el formato se detalla claramente en la parte superior izquierda, el nombre del suscriptor, la dirección del suministro, ciudad y barrio; cumpliendo de esta manera con las especificaciones requeridas.

Gráfica 4.4.1. Factura



Fuente: Codensa

Estrato socioeconómico y clase de uso del servicio: este concepto se aprecia en el recuadro “Información de la cuenta”.

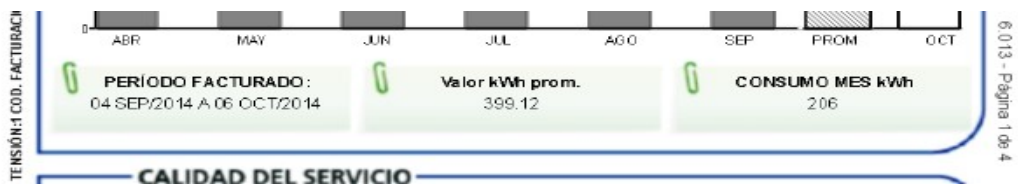
Gráfica 4.4.2. Factura



Fuente: Codensa

Período por el cual se cobra el servicio, consumo correspondiente a ese período y valor: En el recuadro denominado Comportamiento de Consumo, en el cual se detalla la fecha del periodo desde –hasta, valor kwh promedio y consumo mes kwh.

Gráfica 4.4.3. Factura



Fuente: Codensa

Lectura anterior y actual del medidor de consumo: En el recuadro Cobro del servicio de energía, se discriminan lectura actual, lectura anterior, energía facturada, valor kwh unitario y valor facturado.

Gráfica 4.4.3. Factura

6.014 - Página 2 de 4

DETALLE DE CUENTA							
COBRO DEL SERVICIO DE ENERGÍA							
CÁLCULO CONSUMO DE ENERGÍA	Lectura Actual	-	Lectura Anterior	=	Energía Facturada kWh	X	Valor Unitario kWh
ENERGÍA	48622		48416		206		\$399.12
SUBSIDIO	Consumo a subsidiar 130 kWh		X	Valor kWh \$399.1242	X	Beneficio -48.59%	

ESTE MES LA ENERGÍA QUE DEBITASTE TE COSTÓ \$1.299.000.000

ISIB

Fuente: Empresa

Causa de la falta de lectura, en los casos en que no haya sido posible realizarla: La empresa no indica en las facturas la causa de la falta de lectura.

Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio: Al respaldo se ubica un recuadro denominado detalle de cuenta, en el cual se evidencia la fecha de la próxima lectura, la fecha de pago oportuno, la fecha de suspensión y el total a pagar.

Gráfica 4.4.4. Factura

PRÓXIMA LECTURA	05 NOV/2014	PAGO OPORTUNO	16 OCT/2014	FECHA DE SUSPENSIÓN	23 OCT/2014	TOTAL A PAGAR
------------------------	-------------	----------------------	-------------	----------------------------	-------------	----------------------

Después de la fecha de PAGO OPORTUNO, se cobrarán intereses de mora hasta la fecha en que se haga el pago. Se suspenderá el servicio a partir de la fecha de suspensión, lo que genera cobro por concepto de reconexión.

DETALLE DE CONSUMO PORTAFOLIO PRODUCTOS Y BENEFICIOS - NO VÁLIDO PARA EFECTUAR PAGOS -

Fuente: Codensa

Valor total de la factura: El recuadro denominado detalle de cuenta, refleja el valor consolidado de los conceptos a pagar.

Gráfica 4.4.5. Factura

SUBTOTAL:	\$119.073		
FECHA DE SUSPENSIÓN	23 OCT/2014	TOTAL A PAGAR	\$176.080

Después de la fecha de PAGO OPORTUNO, se cobrarán intereses de mora hasta la fecha en que se haga el pago. Se suspenderá el servicio a partir de la fecha de suspensión, lo que genera cobro por concepto de reconexión.

TOS Y BENEFICIOS - NO VÁLIDO PARA EFECTUAR PAGOS -

TASA DE INTERÉS APLICABLE EN CASO DE MORA ES DE 28.76% E.A.

Fuente: Codensa

Consumo en unidades físicas de los últimos seis (6) períodos (facturaciones mensuales): Se evidencia un recuadro que refleja el consumo para los seis últimos periodos facturados, detallando el mes y el consumo correspondiente, así como el gráfico de barras.

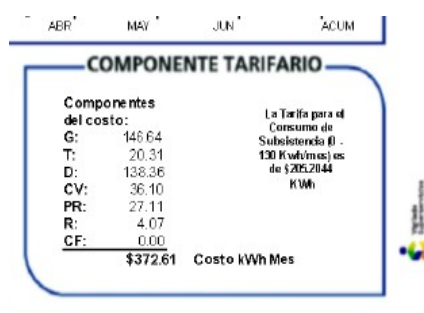
Gráfica 4.4.6. Factura



Fuente: Codensa

Cargos expresamente autorizados por la Comisión: Se refleja un recuadro denominado “Componente tarifario”, el cual detalla cada uno de los componente del CU, y el cargo correspondiente a cada uno de ellos y el costo unitario resultante.

Gráfica 4.4.7. Factura



Fuente: Codensa

Valor de las deudas atrasadas: En las facturas presentadas por la empresa no se evidencia deudas atrasadas.

Cuantía de los intereses moratorios, y señalamiento de la tasa aplicada: En las facturas aportadas, no se evidencian intereses moratorios aplicados, sin embargo indica que la tasa de interés en caso de mora es de 28,76% EA.

Gráfica 4.4.8. Factura – Tasa interés



Fuente: Codensa

Monto de los subsidios, y la base de su liquidación: El monto facturado por concepto de subsidio se refleja en el listado de “detalle de la cuenta” de forma negativa, se evidencia dentro del formato de la factura el consumo de subsidencia establecido y el porcentaje aplicado.

Cuantía de la contribución de solidaridad y el porcentaje aplicado para su liquidación: Este aspecto aplica para los usuarios de los sectores industriales, comerciales, y los de los estratos 5 y 6; se refleja en el listado de “detalle de la cuenta” de forma positiva.

Cargos por concepto de reconexión o reinstalación: En la facturación suministrada como muestra no se refleja este concepto.

Discriminación en facturas del valor de contribuciones y subsidios y otros: Los valores facturados por estos conceptos se ven reflejados en las facturas de las diferentes categorías de usuarios tal como se expresó en los numerales anteriores.

Motivación mediante las facturas emitidas, respecto de uso racional de energía y beneficios ambientales: Al respecto manifiesta la empresa que utilizan temas respecto al uso racional de energía y beneficios ambientales, información de seguridad, puntos de atención y pago, hacen entrega de algunas facturas que soportan esto.

Gráfica 4.4.9. Respaldo Facturas 2014

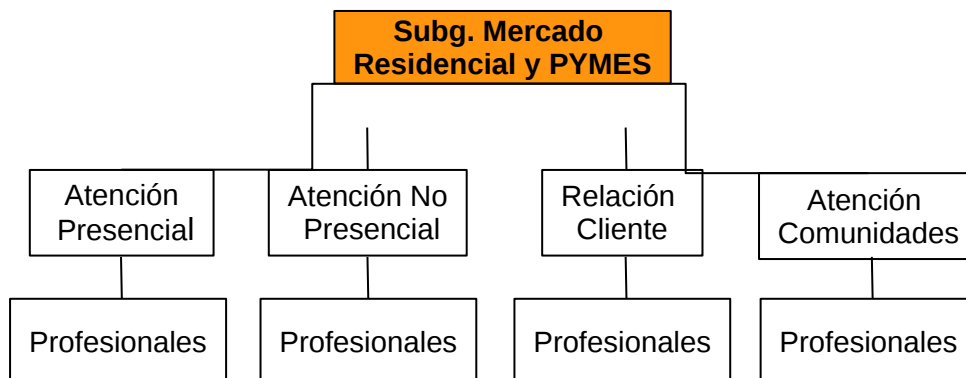


Fuente: Empresa

Información de seguridad: La empresa manifiesta que utiliza temas respecto al uso racional de energía y beneficios ambientales, información de seguridad, puntos de atención y pago.

4.5. Atención Comercial

Gráfica 4.5.1. Organigrama Área Comercial



Fuente: Codensa

La atención comercial de Codensa es dirigida por la subgerencia de mercado residencial y pymes, de la cual se desprenden las 4 áreas siguientes:

Atención Presencial: División encargada del proceso de atención de Clientes en las oficinas comerciales, CADES y SUPERCADES.

Atención No presencial: División encargada del proceso de atención de Clientes a través de medios telefónicos y virtuales.

Relación Cliente: División encargada del proceso de atención de comunicaciones escritas de los Clientes. PQR.

Estas tres divisiones cuentan con un grupo de profesionales, quienes se encargan de la gestión, capacitación y administración del proceso según la especialidad de cada canal; de igual manera, hacen seguimiento y acompañamiento para la gestión efectiva de los contratos que la empresa tiene en estos canales. Es preciso mencionar que la operación está en cabeza de las empresas contratistas que son seleccionadas mediante procesos de licitación de naturaleza privada.

Atención Comunidades: División encargada de efectuar acercamientos con las comunidades; de una parte, brindan capacitación en temas relacionados con la energía, su buen uso, recomendaciones de seguridad. De otra parte, atienden las quejas presentadas por las comunidades. Este proceso se desarrolla con personal propio de la Empresa, con el apoyo de empresas contratistas.

La atención a los usuarios es realizada por asesores de servicio los cuales manejan el siguiente perfil:

Gráfica 4.5.2. Perfil asesor de servicio

CARGO	COMPETENCIAS Y HABILIDADES	PERFIL PROFESIONAL
ASESOR DE SERVICIO	<p>Competencias:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Trabajo en equipo -Negociación -Manejo de situaciones difíciles -Toma de decisiones <p>Habilidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Excelente comunicación verbal y escritas -Actitud de servicio -Excelentes relaciones interpersonales -Manejo de herramientas informáticas -Capacidad de análisis de información Dominio de producto -Trabajo bajo presión -Digitación, ortografía y redacción Iniciativa 	<ul style="list-style-type: none"> -Estudiante de educación superior. -Informática básica (Windows y Office). -Experiencia laboral mínima de 1 año en contacto o servicio al cliente.

Fuente: Codensa

Dentro de las sedes propias maneja un sistema de digiturnos, con el fin de que un asesor de servicio brinde la información y atienda de manera integral las solicitudes presentadas por los usuarios, este sistema también permite tener conocimiento sobre los tiempos de espera, para el 2014 se obtuvieron los siguientes:

Gráfica 4.5.3. Tiempos de espera digiturno 2014

	TOTAL CANAL	
	MÓDULO	SALA
DICIEMBRE 2014,	00:04:40	00:09:21
NOVIEMBRE 2014,	00:04:51	00:10:47
OCTUBRE 2014,	00:05:01	00:09:58
SEPTIEMBRE 2014,	00:05:38	00:08:31
AGOSTO 2014,	00:04:47	00:08:58
JULIO 2014,	00:04:36	00:08:19
JUNIO 2014,	00:04:17	00:08:21
MAYO 2014,	00:04:30	00:08:48
ABRIL 2014,	00:04:33	00:08:19
MARZO 2.014	00:04:27	00:08:44
FEBRERO 2.014	00:04:18	00:07:24
ENERO 2.014	00:04:07	00:07:04

Fuente: Codensa

Se manejó un tiempo promedio en módulo de 4,45 minutos y en sala de 7,745 minutos.

Durante el 2014 se registraron 2.337.685 atenciones, de los cuales su causa principal fue relacionada con los conceptos cargados en la factura de energía.

Para la atención de las PQR's, la empresa cuenta con un grupo de analistas destinados exclusivamente para atender las solicitudes recibidas por medio escrito, el procedimiento utilizado es el siguiente:

- Recibir y asignar solicitud en sistema.
- Realizar escalamientos - responsable del caso.
- Proyectar respuesta.
- Calidad, firma, impresión y ensobrado.

La empresa maneja un proceso de control con el fin de evitar los vencimientos de los términos, el cual contempla las siguientes etapas:

Gráfica 4.5.3. Proceso requerimientos

Pre-análisis	Seguimiento a requerimientos	Análisis	Solución y Cierre
1 día	7 días	5 días	2 días

Fuente: Codensa

La empresa cuenta con un sistema comercial, uno de requerimientos y un administrador de comunicaciones que permite ver la trazabilidad de una solicitud de un cliente en tiempo real.

La atención a comunidades es liderada y desarrollada por un grupo de profesionales de la empresa con competencias y formación en ciencias sociales, administrativas y

técnicas, con lo cual se busca atender integralmente las peticiones de los clientes y comunidades.

4.5.1. Políticas de atención comercial

Según lo expresado por la empresa Codensa dentro de las políticas de atención al público, se busca mejorar la atención comercial en oficinas, ubicándolas en sitios estratégicos para lograr una mayor cobertura de usuarios, mejor percepción de agradabilidad por parte de los visitantes y suficiente información ilustrativa.

La estrategia de servicio se fundamenta en un concepto omnicanal a través del cual, la compañía dispone de diferentes canales presenciales, escritos, actualmente está incorporando el acceso a medios electrónicos acorde con el avance de la tecnología y la informática y de fácil acceso al público en general, con el fin de que los usuarios se puedan poner en contacto con la empresa.

Tabla 4.5.1.2. Medios electrónicos

Líneas De Atención Telefónica	PÁGINA WEB	REDES SOCIALES			
		FACEBOOK		TWITTER	
llamadas	transacciones	atendidos	fans	comentarios	seguidores
1.956.104	4.932.147	386	72.275	9.773	3.101

Fuente: CODENSA

Esta estrategia viene acompañada de un proceso de capacitación continua y periódica en temas técnicos y comerciales de distribución y comercialización de energía. Asimismo, se desarrollan capacitaciones y actividades en servicio al cliente a las personas quienes atienden a los clientes.

Para el 2013 la empresa indica que se realizaron 20.760 horas de capacitación en temas como crédito y energía, kws facturados, nuevas conexiones, radicaciones, refuerzo cades, refuerzo calidad, refuerzo grupo nuevo, refuerzo vacaciones, seguridad de la información y nuevas conexiones.

Para el 2014 la empresa indica que se realizaron 2.577 horas de capacitaciones en temas como marco legal de servicios públicos domiciliarios, partes de la factura, sistema de consultas, consumos, procesos (SAP, notificación, agotamiento via gubernativa, sistemas de compensación, cambio de medidor, desviación significativa, etc), servicio al cliente, calidad.

En el ciclo base, se tiene dispuesto un proceso de control de calidad que busca una alta precisión en las operaciones desarrolladas por la empresa de cara al cliente en la atención Comercial.

Dentro de los planes específicos se destaca:

A nivel de *call center*, se crean rutas específicas de acuerdo con el asunto por tratar por el Cliente.

En las *oficinas comerciales* se cuenta con un sistema de digiturnos que permite medir los tiempos de espera y atención de clientes; adicionalmente, existen unos módulos de atención virtual en las sedes de mayor afluencia de público; en los picos de atención, de acuerdo con las necesidades, se programa la unidad móvil de la empresa.

En el proceso de *atención escrita*, se cuenta con rutas de atención especializadas por tema y en los eventos de volúmenes de comunicaciones escritas superiores a los recibidos históricamente se refuerza la cantidad de recurso humano disponible.

En atención a comunidades, periódicamente, con el concurso de líderes comunales y autoridades municipales, se programan actividades de acercamiento con la comunidad en temas de formación, y atención de quejas colectivas.

Como estrategia de legitimidad y sostenibilidad empresarial, a través de este canal se gestiona el impacto social causado por las decisiones y actuaciones de la compañía, garantizando desarrollo social, económico y ambiental.

Esto se desarrolla a través de las siguientes estrategias:

Relaciones sostenibles en el tiempo con los grupos de interés.

Un sistema de alertas tempranas que permita diseñar acciones proactivas y preventivas.

Gestión al interior de la compañía, de las necesidades e inquietudes manifestadas por las comunidades.

Gestión de impactos sociales y fortalecimiento de las relaciones con los grupos de interés.

Dentro de los principales programas se cuenta con los siguientes:

Charlas UPCE (Uso Productivo, Consciente y Eficiente)

A Tu Lado en Tu Barrio. A través de visitas puerta a puerta, asesoramos al cliente sobre sus derechos y deberes; en el uso productivo, seguro, eficiente de la energía eléctrica y los electrodomésticos; y entregamos soluciones integrales a sus solicitudes

A Tu Lado en Tu Negocio. Acercamiento con pequeños comercios

A Tu Lado en Tu Conjunto. Jornadas diseñadas para atender las solicitudes Clientes en conjuntos residenciales.

Vigias de la Energía. Programa que busca informar, sensibilizar y motivar comportamientos responsables entorno al uso y consumo de energía eléctrica y los electrodomésticos, a convertirse en líderes en sus comunidades como promotores y facilitadores en los procesos de información sobre el uso productivo, seguro, consciente y eficiente de la energía eléctrica en sus instituciones educativas y comunidades.

A Tu Lado Compartimos Derechos y Deberes. Se hacen jornadas en las que se fortalece el mensaje sobre el uso eficiente de energía y acerca de sus derechos y deberes como clientes de CODENSA.

CODENSA Ilumina Tu Parque. Los parques como escenarios de encuentro y participación ciudadana, se convierte en espacio para CODENSA, donde el tema del alumbrado público nos convoca.

A Tu Lado en Centros Comerciales. A través de la lúdica, los personajes de la página Web de Vigias de Energía (www.vigiasenergia.com), enseñan temas relacionados con la energía eléctrica; mientras paralelamente, un grupo de asesores se contactan con los adultos, y brindan información acerca del uso productivo, seguro y eficiente de la energía eléctrica, y se resuelven inquietudes en relación con la prestación del servicio de energía.

Atención móvil. La empresa cuenta con 5 móviles dotadas de los elementos tecnológicos necesarios para atender las solicitudes de los Clientes; éstas se usan principalmente en aquellos municipios en los cuales no existe sede de la empresa. Adicionalmente, tiene un cronograma móvil por todo Bogotá.

Durante el 2014 se realizaron 913 Jornadas de Atención móvil y 560 Charlas.

4.5.2. Distribución de zonas de prestación del servicio y centros de atención

a. Zona Bogotá

Zona que en casi en un 100% es urbana y en un menor porcentaje es rural; representa la primera la de mayor concentración de usuarios en el país.

b. Zona Cundinamarca

Zona Centro

En esta zona es donde se atienden más clientes por medio de atención integral móvil, en la cual se destacan los Municipios de Caparrapí, Topaipí, el Peñón y Yacopí.

Esta zona cuenta con 3 centros de servicio, uno ubicado en Villeta el cual tiene dos asesores integrales, los centros del Municipio de La Vega y La Palma cada uno tiene dos asesores integrales; de igual manera, se cuenta con un director de zona.

A continuación se presenta una relación de los Municipios que hacen parte de la zona centro.

Tabla 4.5.2.1. Municipios zona centro

ALBÁN	BELTRÁN	SASAIMA	CAPARRAPÍ
CHAGUANÍ	EL PEÑÓN	BITUIMA	GUADUAS
GUAYABAL DE SIQUIMA	NIMAIMA	FACATATIVA	PACHO
LA VEGA	ÚTICA	NOCAIMA	QUEBRADANEGRA
PAIME	VILLETACENTRO	ZIPACÓN	SAN FRANCISCO
SAN JUAN DE RIOSECO	YACOPI	LA PEÑA	VIANÍ
TOPAIPÍ	LA PALMA	SUPATÁ	
VILLA GÓMEZ	PULÍ	VERGARA	

Fuente: Codensa

Zona Norte:

En esta zona se encuentra el Centro de Servicio de Ubaté, el cual cuenta con cuatro asesores integrales y el centro de servicio de Chocontá que tiene dos asesores integrales, estos dos centros están a cargo de un director de zona.

La Zona cuenta con la particularidad que las épocas de lluvia ocasionan fuertes inundaciones que dificultan el acceso y generan deterioros bastante significativos en la infraestructura.

A continuación se presenta la información sobre los municipios que conforman esta Zona:

Tabla 4.5.2.2. Municipios zona norte

SUESCA	SUTATAUSA	SUSA	UBATÉ	SESQUILE
CARMEN DE CARUPA	MUZO	VILLAPINZÓN	GUACHETÁ	COPER
SAN CAYETANO	SAN MIGUEL DE SEMA	CUCUNUBA	SIMIJACA	GUATAVITA
FUQUENE	CHOCONTÁ	LENGUAZAQUE	RAQUIRA	
CHIQUINQUIRÁ	TAUSA	UBALA GUATAVITA	GUASCA	

Fuente: Codensa

Zona Sur:

Tabla 4.5.2.3. Municipios zona sur

AGUA DE DIOS	ANAPOIMA	ANOLAIMA	PANDI
ARBELÁEZ	GRANADA	ICONONZO	EL COLEGIO
FUSAGASUGÁ	SILVANIA	TENA	TIBACUY
LA MESA	CABRERA	CACHIPAY	PASCA
QUIPILE	NILO	VIOTA	
SAN BERNARDO	SAN ANTONIO DEL TEQUENDAMA	APULO	
TOCAIMA	VENECIA	JERUSALEN	
VILLA GÓMEZ	PULÍ	VERGARA	

Fuente: Codensa

La Zona Sur está cubierta con los centros de servicio de Fusagasugá y Mesitas del Colegio, cada uno con tres asesores integrales y un director de la zona.

Con la ayuda de la Atención Integral Móvil (Vehículo especialmente equipado) se atienden los Municipios lejanos al Centro de Servicio al Cliente, entre los que se encuentran: Cabrera, Venecia, San Bernardo, Pandi, Anolaima, Cachipay, Quipile y Apulo.

Tabla 4.5.2.4. Listado Oficinas Comerciales Bogotá - Cundinamarca

Nro	ZONA	CSC	DIRECCIÓN
1	BOGOTÁ	AVENIDA SUBA	Av suba N° 128 A – 22
2	BOGOTÁ	CALLE 80	Calle 80 No. 80 - 15
3	BOGOTÁ	CHAPINERO	Carrera 13 No. 53 - 43
4	BOGOTÁ	SUBA RINCON	Calle 130 BIS N° 90-95
5	BOGOTÁ	SAN DIEGO	Nomenclatura: Carrera 12 No. 23-87 Ubicación: Cra 10 con Calle 23 Esquina
6	BOGOTÁ	VENECIA	Autopista Sur N° 54 A - 07
7	BOGOTÁ	RESTREPO	Carrera 20 N° 15 - 10 Sur
8	BOGOTÁ	SANTA LIBRADA	Calle 79 N° 0 - 79 Sur
9	BOGOTÁ	KENNEDY	Carrera 78B N° 38B - 30 Sur
10	BOGOTÁ	SOACHA	Carrera 7 No. 33 - 32 Piso 3 Local 301 a 308 Centro Comercial Mercurio
11	BOGOTÁ	CADE SERVITA	Calle 165 N° 14 - 80
12	BOGOTÁ	CADE CHICO	Carrera 16 No. 90 - 60
13	BOGOTÁ	CADE TUNAL	Calle 47 B.Sur N° 24B - 33 C. C. Tunal entrada 1
14	BOGOTÁ	SUPER CADE PLAZA AMÉRICAS	Carrera 71D N° 6 - 94 sur C. C. Plaza. Local 1132/34
15	BOGOTÁ	CADE FONTIBÓN	Diagonal 16 N° 104 - 51 (Centro Comercial Portal de la Sabana)
16	BOGOTÁ	CADE LA GAITANA	Trans 126 N° 133 - 32
17	BOGOTÁ	CADE SANTA LUCÍA	Av. Caracas N° 42 - 00 Sur
18	BOGOTÁ	SUPERCADE AMERICAS	Av. Cra 86 No. 43 - 55 sur PORTAL AMÉRICAS
19	BOGOTÁ	SUPERCADE BOSA	Av. Calle 57 R sur No. 72D-12 PORTAL SUR
20	BOGOTÁ	SUPERCADE CARRERA 30	Carrera 30 No. 25-90
21	BOGOTÁ	SUPERCADE CALLE 13	Av. Calle 13 No. 37 - 35 SUPERCADE HABITAT
22	BOGOTÁ	SUPERCADE SUBA	Calle 145 No. 103 B - 90 PORTAL SUBA
23	BOGOTÁ	SUPERCADE 20 DE JULIO	Carrera 5 A #30 D 20 Sur
24	CUNDINAMARCA	LA VEGA	Carrera 4 N° 11 - 70
25	CUNDINAMARCA	LA PALMA	Carrera 3 N° 5 - 68
26	CUNDINAMARCA	VILLETA	SUBESTACIÓN CODENSA VILLETA - FRENTE A ECOPETROL
27	CUNDINAMARCA	FUSAGASUGÁ	Calle 9 N° 1 - 02 BARRIO ANTONIO NARIÑO
28	CUNDINAMARCA	MESITAS	Calle 10 N° 8 A - 52 BARRIO BARRANQUILLA
29	CUNDINAMARCA	UBATÉ	Carrera 4 N° 10 - 98 BARRIO JUAN JOSE NEIRA
30	CUNDINAMARCA	CHOCONTA	Carrera 5 No. 5 - 73 CENTRO COMERCIAL EL MOLINO DEL PARQUE
31	SABANA	CHIA	Calle 5 N° 1A - 18
32	SABANA	ZIPAQUIRÁ	3 D No. 13-111
33	SABANA	MADRID	Calle 7 N° 4 - 62

Fuente: Codensa

Se realizaron visitas a varias oficinas comerciales, con el fin de verificar la adecuación de las mismas, atención a los usuarios, tiempo de espera en sala y demás aspectos comerciales relevantes que impacten en la atención a usuarios.

En general las oficinas tienen buena ambientación, las remodelaciones que se están realizando en algunas de estas brindan confort, los puestos de trabajo están siendo ubicados en posiciones estratégicas con el fin de que el usuario note cada procedimiento realizado por el asesor, estas oficinas cuentan con un orientador y algunas de ellas como lo es la oficina Restrepo cuenta con una asesora móvil, la cual con un portátil se traslada por toda la oficina con el fin de agilizar la atención.

Caso contrario ocurre con la oficina Santa Librada la cual aun no ha sido remodelada, no tiene acceso para discapacitados aun conociendo de que los usuarios recurrentes para esa oficina son adultos de la tercera edad, mujeres embarazadas y/o con niños, la atención se da en el segundo piso, sin embargo la empresa manifiesta que al momento de que una persona discapacitada se acerque, su atención se hace desde el primer nivel de manera prioritaria.

La empresa para atención presencial cuenta con 20 centros de servicios, 6 cades, 7 supercades y 40 autoconsultas.

4.6 Proceso de atención a clientes

El proceso de atención de clientes en los centros de servicio, se basa en los requerimientos y peticiones de los clientes, principalmente, sobre la prestación del servicio público domiciliario de energía y la prestación de servicios asociados.

Una vez el cliente ingresa al centro de servicios, toma un turno del digiturno que se encuentra en la entrada y espera ser llamado en sala. Llamado el Cliente, para ser atendido por el asesor, éste recepciona la solicitud y gestiona de manera integral la misma y después de adelantar el trámite pertinente, dar por finalizada la atención.

La Empresa designa un profesional comercial para que de manera permanente brinde apoyo a cada uno de los centros de servicio, en los siguientes aspectos:

Validar y controlar el cumplimiento del objeto del contrato con la Empresa colaboradora, en cada uno de los Centros de Servicio en lo que tiene que ver con los indicadores de gestión.

Sostener reuniones periódicas con los Directores de Zona para trabajar los planes de acción y estrategias planteadas en pro del cumplimiento de los indicadores.

Identificar oportunidades de mejora en el manejo y correcto funcionamiento de cada Centro de Servicio y reportarlas para la implementación de correctivos y mejoras

Brindar apoyo al Director y al Centro de Servicio en el cumplimiento de las necesidades locativas, de formación, fallas en aplicativos y de recursos que impidan el óptimo funcionamiento y que sean cumplidas de manera oportuna.

Velar por que la imagen de CODENSA S.A. ESP sea utilizada de manera adecuada y que la percepción del Cliente sea cada vez mejor.

Brindar acompañamiento a los equipos de trabajo buscando identificar junto con el Director optimizar los recursos tanto humano como de procesos.

4.7. Proceso de Atención Remota

El proceso de atención al Cliente de manera remota, es una opción para los Clientes que visitan un centro de servicio que tiene alta demanda, el cual es apoyado por un asesor integral que está ubicado en otro centro de servicio con baja demanda, a través de un módulo de atención virtual dotado con las tecnologías necesarias para atender de manera eficaz los requerimientos del Cliente, ampliar las opciones de atención presencial y mejorar el tiempo de espera a nuestros Clientes.

4.8. Subsidios Y Contribuciones

En la tabla a continuación se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas por el prestador para los años 2013 y 2014, de acuerdo con la información reportada al SUI por el prestador.

Tabla 4.8.1. Comparativo Subsidios y Contribuciones 2013 – 2014

	AÑO 2013	AÑO 2014
Estrato 1	25.694.624.877	28.503.596.782
Estrato 2	128.869.095.119	148.330.785.860
Estrato 3	28.739.724.947	31.567.683.016
Total Subsidios	183.303.444.943	208.402.065.658
Estrato 4	15.336.848	178.879.325
Estrato 5	12.514.441.630	13.476.224.597
Estrato 6	13.576.310.847	15.153.071.020
Industrial	25.534.694.150	27.339.661.043
Comercial	81.223.305.629	96.801.216.258
Otros	2.703.459.871	3.537.545.218
Total Contribuciones	135.567.548.975	156.486.597.461
Déficit	-47.735.895.968	-51.915.468.197

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 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.

4.9 Peticiones, Quejas y Reclamos

A continuación se muestra la gestión de peticiones quejas y reclamos, PQR, recibidas en los centros de servicio de Bogotá y Cundinamarca, durante 2014:

Tabla 4.9.1. Causales PQRs CODENSA.S.A. E.S.P 2013 – 2014

CAUSAL	CANTIDAD		PORCENTAJE DE INCREMENTO/ DISMINUCION
	AÑO 2013	AÑO 2014	
Falla en la prestación de servicio	201.644	197.245	-2,18%
Cambio de medidor o equipo de medida	28	155	453,57%
Solidaridad	11	19	72,73%
Alto consumo	34.305	34.835	1,54%
Error de lectura	4.688	7.694	64,12%
Entrega y oportunidad de la factura	11.406	3.791	-66,76%
tasas e impuestos	31	29	-6,45%
Inconformidad por conexión	36	51	41,67%
Terminación de contrato	4	2	-50,00%
Aforo		3	N/A
Medidor o cuenta cruzada	718	597	-16,85%
subsidios y contribuciones	39	72	84,62%
Normalización del servicio	1.144	1.162	1,57%
cobro de otros cargos de la empresa	11.780	9.898	-15,98%
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	4.165	6.799	63,24%
Pago sin abono a cuenta	1.308	2.092	59,94%
Cobros inoportunos	69	98	42,03%
Dirección incorrecta	17	29	70,59%
Condiciones de seguridad o riesgo	25.106	40.964	63,16%
Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	324	197	-39,20%
tarifa cobrada	185	416	124,86%
Calidad del servicio	31.792	27.768	-12,66%
Otras inconformidades	32.808	15.935	-51,43%
Relacionada con cobros por promedio	3.329	4.248	27,61%
Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	1.328	733	-44,80%
Suspensión por mutuo acuerdo	20	6	-70,00%
Estrato	243	775	218,93%
Cobro múltiple	77	83	7,79%
Cobros por servicios no prestados	575	608	5,74%
SUMATORIA DE PQR	367.180	356.304	-2,96%

Fuente: SUI

De la Tabla anterior, se observa que de las PQrs de la Empresa que tienen como causa “Falla en la prestación del servicio” son las de mayor representatividad, causal que disminuyó en un -2.18% pasando de 201.644 en 2013 a 197.245 en 2014.

Las “Condiciones de seguridad o riesgo” fue la segunda causal en reclamación, la cual presentó un incremento del 63,16%, seguida de la del “alto consumo” fue la segunda causal en reclamación, la cual presentó un incremento del 1,54%.

Para el caso de la causal “Cambio de medidor o equipo de medida” se presentó ostensible crecimiento del 453,57% pasando en el año 2013 de 28 quejas a 155, seguido por el “estrato” con un 218,93%, al pasar de 243 reclamaciones en el 2013 a 775 en 2014.

Por otra parte, son representativos los conceptos de “Suspensión por mutuo acuerdo” (-70,00%), “Entrega y oportunidad de la factura” (-66,76%) y “Otras inconformidades” (-51,43%), puesto que disminuyeron las reclamaciones por estos conceptos.

En general se puede observar que se presentó una disminución porcentual de las reclamaciones en un -2,96% al pasar de un total de 367.180 a 356.304.

4.10. Procedimientos

Procedimiento en ampliaciones de términos.

Si a día 14 de la comunicación, no se ha podido hacerla práctica de pruebas, necesarias para dar respuesta de fondo a la solicitud del cliente, se procede a ampliar los términos, de acuerdo con los artículos 40, y 79 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

La ampliación de términos es enviada al grupo de calidad interno de CODENSA para revisión; posteriormente, pasa a firma, impresión y envío al Cliente. En la comunicación se indica la prueba por realizar y la nueva fecha de respuesta.

El control de las ampliaciones se hace por medio del sistema de gestión documental, dado que al momento de la ampliación se programa una nueva fecha de vencimiento.

Una vez practicada la prueba correspondiente, se procede a emitir respuesta al cliente. Durante 2014 se atendieron 102.164 casos.

4.11 Procesos

Cant.Exped. Mes	Ene-14	Feb-14	Mar-14	Abr-14	May-14	Jun-14	Jul-14	Ago-14	Sep-14
Total Expedientes Liquidados	975	1.090	908	1.016	731	533	843	516	952
Total Recursos CNR	49	37	46	40	35	41	42	32	40

4.12. Avisos de interrupciones programadas

La empresa entrega evidencia de la programación de avisos de interrupciones del año 2014, adicionalmente da muestra de avisos de prensa en los que publican dichas interrupciones.

4.13. Tiempos de reconexión del servicio

El tiempo promedio de reconexión de la empresa durante 2014 fue para Bogotá y municipios de la sabana de 6 horas 2 minutos. Para Cundinamarca el tiempo medio de reconexión fue: 8 horas 38 minutos.

4.14. Calificaciones en atención

La empresa anualmente lleva a cabo unas encuestas a los clientes en la cuales mide su grado de satisfacción con la atención y servicios de los principales procesos prestados por la empresa.

En la metodología de medición existen las siguientes escalas Muy insatisfecho, insatisfecho (1), Ni satisfecho (2), ni insatisfecho (3), satisfecho (4), muy satisfecho (5)

El año pasado se obtuvo una calificación del 80,5% de los Clientes, quienes se declararon satisfechos y muy satisfechos con el servicio y la atención prestada en los canales de atención.

4.15. Otros aspectos de la gestión comercial de la Empresa

De acuerdo con lo indicado por la Empresa en su documento “Memoria Anual Codensa 2014”, se resaltan los siguientes aspectos, en relación con la gestión comercial de la Empresa durante el 2014:

-Realización de actividades y proyectos para fortalecer la cultura del servicio, como capacitación en infraestructura, normas RETIE y Gestión Integral de la Energía.

-Se simplificaron los contenidos y el lenguaje de la factura, para potencializar como el principal canal de comunicación con el cliente.

-Con la realización del proyecto “Upgrade Zonificación”, se busca estandarizar las zonas de operación de lectura y reparto para así mejorar la productividad y oportunidad de las operaciones, así como reducir los costos de las operaciones especiales con clientes empresariales.

-Con la Gestión Zona Rural, se busca por parte de la Empresa asegurar la atención integral de las necesidades de la Empresa y del cliente rural, optimizando recursos.

Se destaca que dentro de la encuesta CIER 2014 de Satisfacción del Cliente del Sector Residencial (ISCAL), la Empresa obtuvo un índice del 83,2%, ocupando un 8º lugar entre 37 empresas de Centro y Sur América.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2014	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	34%	Cumple
Cobertura de Intereses- Veces	20	14	No cumple
Rotación de Cuentas por cobrar- Días	56	46	Cumple
Rotación de Cuentas por pagar- Días	26	73	No cumple
Razón Corriente- Veces	1.50	0.72	No cumple

Comparada la gestión financiera de la compañía con los referentes calculados por la SSPD para el año 2014 de acuerdo con la Resolución CREG No. 072 de 2002, modificada por la Resolución No. 034 de 2004, se tiene que la empresa no cumple con los siguientes indicadores: Cobertura de Intereses, Rotación de Cuentas por Pagar y Razón Corriente. Dentro de estos indicadores el más crítico es la razón corriente que se ubica en 0,72 (veces), pues de acuerdo con el la empresa no contaría con los recursos necesarios para cumplir con sus obligaciones a corto plazo.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

En el siguiente cuadro se detallan los formatos y formularios que la empresa CODENSA S.A. E.S.P. no ha certificado en el Sistema Único de Información – SUI y se encuentran en estado pendiente con corte al 22 de mayo de 2015:

AÑO	SERVICIO	TOPICO	PERIODICIDAD	PERIODO	FORMATO	APLICACIÓN
2006	FORMATO VARIOS SERVICIOS	Administrativo y Financiero	Trimestral	Trimestre 1	PROYECTOS INVERSIÓN – FORMULACIÓN DE PROYECTOS	Proyectos de Inversión
2010	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Semestral	Semestre 1	05. Facturación y Recaudo	Formularios
2010	ENERGÍA ELÉCTRICA	Técnico operativo	Anual	Anual	FORMATO 22	Cargue Masivo
2010	ENERGÍA ELÉCTRICA	Técnico operativo	Semestral	Semestre 2	ACCIDENTES DE ORIGEN ELÉCTRICO	Cargue Masivo
2010	ENERGÍA ELÉCTRICA	Técnico operativo	Trimestral	Trimestre 3	FORMATO 19	Cargue Masivo
2010	FORMATO VARIOS SERVICIOS	Administrativo y Financiero	Trimestral	Trimestre 1	PROYECTOS INVERSIÓN – EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS	Proyectos de Inversión
2010	FORMATO VARIOS SERVICIOS	Administrativo y Financiero	Trimestral	Trimestre 1	PROYECTOS INVERSIÓN – FORMULACIÓN DE PROYECTOS	Proyectos de Inversión
2010	FORMATO VARIOS SERVICIOS	Administrativo y Financiero	Trimestral	Trimestre 2	PROYECTOS INVERSIÓN – FORMULACIÓN DE PROYECTOS	Proyectos de Inversión
2010	FORMATO VARIOS SERVICIOS	Administrativo y Financiero	Trimestral	Trimestre 2	PROYECTOS INVERSIÓN – FORMULACIÓN DE PROYECTOS	Proyectos de Inversión
2010	FORMATO VARIOS SERVICIOS	Administrativo y Financiero	Trimestral	Trimestre 3	PROYECTOS INVERSIÓN – FORMULACIÓN DE PROYECTOS	Proyectos de Inversión
2010	FORMATO VARIOS SERVICIOS	Administrativo y Financiero	Trimestral	Trimestre 3	PROYECTOS INVERSIÓN – FORMULACIÓN DE PROYECTOS	Proyectos de Inversión
2011	FORMATO VARIOS SERVICIOS	Administrativo y Financiero	Trimestral	Trimestre 2	PROYECTOS INVERSIÓN – FORMULACIÓN DE PROYECTOS	Proyectos de Inversión
2011	FORMATO VARIOS SERVICIOS	Administrativo y Financiero	Trimestral	Trimestre 2	PROYECTOS INVERSIÓN – FORMULACIÓN DE PROYECTOS	Proyectos de Inversión
2012	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Trimestral	Trimestre 4	FORMATO 20	Cargue Masivo
2012	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Trimestral	Trimestre 4	FORMATO 20	Cargue Masivo
2013	ENERGÍA ELÉCTRICA	Técnico operativo	Trimestral	Trimestre 1	FORMATO 19	Cargue Masivo
2013	ENERGÍA ELÉCTRICA	Técnico operativo	Trimestral	Trimestre 3	FORMATO 19	Cargue Masivo
2013	ENERGÍA ELÉCTRICA	Técnico operativo	Trimestral	Trimestre 4	FORMATO 19	Cargue Masivo
2014	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Mensual	Diciembre	FORMATO 1 - 1864 AES CHIVOR SCA ESP	Cargue Masivo
2014	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Mensual	Noviembre	FORMATO 1 - 1864 AES CHIVOR SCA ESP	Cargue Masivo
2014	ENERGÍA ELÉCTRICA	Técnico operativo	Trimestral	Trimestre 3	FORMATO 19	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Mensual	Enero	FORMATO 1 - 1864 AES CHIVOR SCA ESP	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Administrativo y Financiero	Anual	Anual	CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGÍA RES 2395	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Administrativo y Financiero	Anual	Anual	CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Mensual	Febrero	FORMATO 1 - 1864 AES CHIVOR SCA ESP	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Mensual	Febrero	FORMATO 1 - 2752 CEMEX ENERGY SAS ESP	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Técnico operativo	Trimestral	Trimestre 1	Formulario 7	Formularios
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Técnico operativo	Trimestral	Trimestre 1	Formulario 9	Formularios
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Mensual	Marzo	FORMATO 1 - 1864 AES CHIVOR SCA ESP	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Mensual	Marzo	FORMATO 1 - 2752 CEMEX ENERGY SAS ESP	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Técnico operativo	Mensual	Marzo	FORMATO 5	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Mensual	Abril	Comercializadores dentro del Mercado	Formularios
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Mensual	Abril	FORMATO 21	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Técnico operativo	Mensual	Mayo	Formulario 10	Formularios
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Mensual	Abril	FORMATO 15	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Mensual	Abril	FORMATO 6	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Mensual	Abril	FORMATO 11	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Mensual	Abril	FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Comercial y de Gestión	Mensual	Abril	FORMATO 13	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Técnico operativo	Mensual	Abril	FORMATO 4	Cargue Masivo
2015	ENERGÍA ELÉCTRICA	Técnico operativo	Mensual	Abril	FORMATO 5	Cargue Masivo

7. ACCIONES DE LA SSPD

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible, en cabeza de la Dirección Técnica de Gestión de Energía, efectuó requerimientos a la Empresa por las denuncias presentadas por usuarios del servicio de energía.

Por otra parte, se solicitó investigación administrativa por diferentes causales, las cuales dieron lugar a sanciones de la Empresa, así:

Número de Resolución	Fecha de Resolución	Tipo de Sanción	Valor Final	Causal
20132400005685	12/03/13	MULTA	\$ 13.558.500	Incumplimiento del numeral 11.2.6.3 Capítulo 11 de la resolución CREG 096 de 2006
20132400015545	27/05/13	MULTA	\$ 77.814.000	Incumplimiento del artículo 6 de la Resolución CREG 060 de 1999.
20132400045425	12/11/13	MULTA	\$ 127.332.000	Incumplimiento al artículo 136 de la Ley 142 de 1994, y Numeral 6.3.4 del Resolución CREG 070 de 1998

Sanciones que se encuentran en firme desde el año 2014, agotándose por ende el procedimiento o vía gubernativa.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Comerciales

La Empresa debe realizar modificaciones en las facturas, tales como, incluir la causa de la falta de lectura y los intereses moratorios aplicados.

Existen oficinas de atención a usuario, tales como, Santa Librada la cual aun no ha sido remodelada, no tiene acceso para discapacitados aun conociendo de que los usuarios recurrentes para esa oficina son adultos de la tercera edad, mujeres embarazadas y/o con niños.

Se recomienda a la prestataria emprender acciones para disminuir las PQR's.

Financieras

En cuanto a la viabilidad financiera de la Empresa, el AEGR, expresó en su informe, lo siguiente:

“...informamos que no hemos evidenciado situaciones o riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera de la Compañía...”

Por otra parte, vale la pena señalar lo indicado por la Empresa en su documento “Memoria Anual Codensa 2014”, respecto de la aprobación en el Congreso de la República de la nueva reforma tributaria:

“no podemos ser indiferentes ante la posibilidad que esta nueva reforma tributaria ponga en riesgo la viabilidad de las nuevas inversiones que se requerirán para la expansión de la capacidad instalada de generación y de los sistemas de transmisión y distribución del país...”

Tarifarias

Para determinar las tarifas de prestación del servicio de energía, el prestador aplica la metodología tarifaria definida por la Comisión de Regulación de Energía en la Resolución 119 de 2007.

La variación de la tarifa obedece principalmente a las fluctuaciones en los componentes de generación y distribución cuya participación en la definición del CU es cercana al 77%. La mayor variación durante el año se presentó en los meses de abril y mayo, situación que se podría explicar por el incremento de los precios de la energía en bolsa para ese momento.

El 88% de la energía es transada a través de contratos bilaterales, con una exposición en bolsa de 12%, aproximadamente 1.108 GWh.

Acorde con las tarifas publicadas por la empresa mes a mes, la empresa da aplicación a lo preceptuado en la Ley 1428 de 2010, lo cual fue reglamentado para el servicio de energía en la Resolución CREG 186 de 2010 con respecto a los subsidios para los usuarios de estratos 1 y 2.

La Empresa debe emprender acciones para disminuir las PQR's que presentan mayores reclamaciones, esto es: Falla en la prestación del servicio, Condiciones de seguridad o riesgo, alto consumo.

La Prestataria debe revisar sus protocolos respecto del Cambio de medidor o equipo de medida, estrato y tarifa cobrada, puesto que presentan el mayor incremento porcentual.

Codensa S.A. E.S.P debe cargar y certificar los formularios que se encuentran pendientes desde el año 2006 a la fecha.

Técnicas:

En relación con la calidad media del servicio prestado, se observa que la empresa no ha presentado irregularidad en la continuidad del servicio, según lo establece la resolución CREG 097 de 2008.

Se recomienda hacer las adecuaciones y mantenimientos a las subestaciones según los hallazgos de las visitas.

Proyectó: Luz Elena Marriaga Montero – Profesional Especializado – SDEGC- Aspectos Comerciales

Proyectó: Paola Peñaranda Barrios – Profesional Especializado – DTGE - Aspectos Comerciales

Proyectó: Carlos Raúl Vera Landázuri – Profesional Especializado - DTGE - Aspectos Comerciales

Proyectó: Luis Fabian Sanabria- Profesional

Proyectó: David Mozo - Contratista

Javier Acosta- Profesional Especializado

Proyectó: Martha Muñoz- Profesional Especializado

Revisó: Martha Leonor Farah Manzanera - Directora Técnica de Gestión de Energía (e)