

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA S.A. ESP



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Junio de 2016**

EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA S.A. ESP – ENELAR S.A. ESP

ANÁLISIS AÑO 2015

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA- ENELAR ESP, Se constituyó en el año 13/12/1985 para desarrollar las actividades de, comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado Nacional, La empresa está Constituida como empresa industrial y comercial del estado .Su última actualización en RUPS aprobada fue el día 2 de marzo de 2015 y su sede principal está en Arauca- Arauca.

Tabla 1.1. Datos Generales

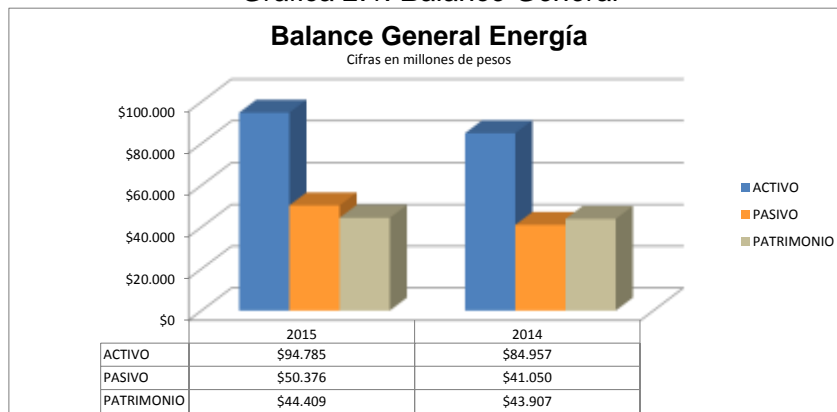
Tipo de sociedad	E.C.I.E.
Razón social	Empresa de Energía de Arauca
Sigla	Enelar ESP
Nombre del gerente	WISTONG YESSID Poveda Zambrano
Actividad desarrollada	Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	1985
Mercado que atiende	Departamento del Arauca

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General

Gráfica 2.1. Balance General



Fuente: SUI

Tabla 2.1 Balance General⁽¹⁾

BALANCE GENERAL	2015	2014	Var
Activo	\$94.784.827.000	\$84.957.225.000	11,57%
Activo Corriente	\$64.873.844.000	\$52.029.518.000	24,69%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$29.615.588.000	\$32.632.312.000	-9,24%
Inversiones	\$12.000.000	\$12.000.000	0,00%
Pasivo	\$50.376.242.000	\$41.049.996.000	22,72%
Pasivo Corriente	\$43.434.608.000	\$38.524.442.000	12,75%
Obligaciones Financieras	\$4.416.080.000	\$6.183.442.000	0,00%
Patrimonio	\$44.408.585.000	\$43.907.229.000	1,14%
Capital Fiscal	\$41.949.845.000	\$41.949.845.000	0,00%

Fuente SUI cifras en Pesos

(1): Se presentan algunas de las cuentas más representativas.

Activo

En el año 2015, los activos de la Empresa ascendieron a \$94.784 millones, presentando un crecimiento del 11,57% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Efectivo: obtuvo un incremento del 93.27% el cual se ve reflejado en la cuentas bancarias este incremento esta explicado por “ que en el mes de diciembre hubieron ingresos provenientes del Ministerio de Minas, Sistema General de Regalías y la Gobernación de Arauca, para la ejecución de convenios.

Deudores: A diciembre de 2014 esta cuenta pasa de \$41.039 millones a \$44.919 millones al cierre de 2015 presentando un aumento del 9.45% en comparación con el mismo periodo de la vigencia anterior.

El crecimiento de este rubro está unido al comportamiento de la cuenta de avances y anticipos para la adquisición de bienes y servicios por valor de \$2.207 millones.

Propiedad Planta y equipo: Con una participación a diciembre de 2015 del 31.25% se posiciona en \$ 29.615 millones, presentando una reducción del 9,24% con relación al año anterior, explicada por el incremento de la depreciación en las redes y líneas y contrastado con la reducción del rubro construcciones en curso, como se muestra en el detalle de la información en la siguiente tabla:

Tabla 2.2. Propiedad Planta y Equipo

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO	DEPRECIACIÓN	PROVISIÓN PARA PROTECCIÓN DE ACTIVOS	VALOR CUENTA 16 PROP, PLANTA Y EQUIPO	VALORIZACIONES	VALOR EN LIBROS
Terrenos	\$ 319	\$ 0	\$ 0	\$ 319	\$ 0	\$ 319
Construcciones En Curso	\$ 3.697	\$ 0	\$ 0	\$ 3.697	\$ 0	\$ 3.697
Maquinaria, Planta Y Equipo En Montaje	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Equipos y Materiales En Depósito	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Bienes Muebles En Bodega	\$ 1.491	\$ 0	\$ 0	\$ 1.491	\$ 0	\$ 1.491
Propiedades, Planta Y Equipo En Mantenimiento	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Propiedades, Planta Y Equipo No Explotados	\$ 466	-\$ 127	\$ 0	\$ 339	\$ 0	\$ 339
Plantas, Ductos Y Túneles	\$ 6.827	-\$ 476	\$ 0	\$ 6.351	\$ 0	\$ 6.351
Redes, Líneas Y Cables	\$ 46.980	-\$ 29.408	\$ 0	\$ 17.572	\$ 0	\$ 17.572
Maquinaria Y Equipo	\$ 3.020	-\$ 1.751	\$ 0	\$ 1.269	\$ 0	\$ 1.269
Muebles, Enseres Y Equipos De Oficina	\$ 2.028	-\$ 1.020	\$ 0	\$ 1.008	\$ 0	\$ 1.008
Equipo Médico Y Científico	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Equipos De Comunicación Y Computación	\$ 1.907	-\$ 1.539	\$ 0	\$ 368	\$ 0	\$ 368
Equipo De Transporte, Tracción Y Elevación	\$ 884	-\$ 666	\$ 0	\$ 218	\$ 0	\$ 218
Equipo De Comedor, Cocina, Despensa y Hotelaria	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
TOTALES	\$ 67.619	-\$ 34.987	\$ 0	\$ 32.632	\$ 0	\$ 32.632

Fuente SU1 cifras en millones de pesos

Pasivo

A diciembre 31 de 2015, se ubica en \$50.376 millones, presentando un aumento de 22,72% equivalente a \$9.326 millones con relación al mismo periodo del año anterior, la composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: i) Cuentas por pagar \$33.791 millones, ii) obligaciones laborales \$1.157 millones, iii) pasivos estimados y provisiones \$7.683 millones iv) otros pasivos \$3.329 millones, v) obligaciones financieras por \$4.416 millones.

Del pasivo, resaltan los valores por cuentas por pagar y obligaciones pasivos estimados, con participaciones porcentuales del 67% y 15% respectivamente.

Dentro de las cuentas por pagar, son los Avances y Anticipos Recibidos los que representan el valor más significativo de este rubro con el 52%, “conformado por el valor de los dineros recibidos por ENELAR ESP, por concepto de anticipos o avances, que se originan en fondos para proyectos específicos, convenios, acuerdos y cumplimiento de contratos establecidos con la Gobernación de Arauca relacionados con la Electrificación del Departamento.” – *Fuente Notas a los Estados Financieros*

El patrimonio

A diciembre de 2015 presentó un aumento de \$501 millones con respecto a diciembre de 2014, posicionándose en \$44.408 millones, este incremento esta evidenciado principalmente por el resultado del ejercicio de \$501 millones para 2015 a diferencia del 2014 que presentaba una pérdida del ejercicio de \$(4.322) millones. “Esta cuenta muestra el comportamiento de la Empresa en cuanto al resultado de las operaciones financieras, arrojando en el presente periódico un excedente (utilidad) significativo, después de cumplir con los propósitos en la contratación, las inversiones y los proveedores.” – *Fuente Notas a los Estados Financieros*

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.3. Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	DICIEMBRE. 2015	DICIEMBRE . 2014	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$96.406.475.000	\$92.558.780.000	4,16%
COSTOS OPERACIONALES	\$82.513.898.000	\$76.966.651.000	7,21%
GASTOS OPERACIONALES	\$13.962.581.000	\$17.671.387.000	-20,99%
UTILIDADES OPERACIONALES	(\$70.004.000)	(\$2.079.258.000)	-96,63%
OTROS INGRESOS	\$3.073.733.000	\$3.272.541.000	-6,08%
OTROS GASTOS	\$2.502.373.000	\$5.515.552.000	-54,63%
GASTO DE INTERESES	\$240.530.000	\$305.949.000	-21,38%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$501.356.000	(\$4.322.269.000)	-111,60%

Fuente SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para diciembre de 2015 fueron de \$96.406 millones, presentando un aumento del 4,16% con respecto a diciembre de 2014, su detalle es mostrado en la siguiente tabla:

Gráfica 2.2. Ingresos por actividad



Fuente SUI

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 85,6% de los Ingresos Operacionales de diciembre de 2015, aumentándose en 7,21% con respecto al año 2014, pasando de \$82.514 millones en el 2014 a \$76.967 millones en 2015, de estos costos operacionales sobresalen los costos de ventas de servicios, cuyo monto fue de \$82.152 millones, que a su vez equivalente al 82,58%, del total de los costos operacionales. En relación del costo de 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 \$34.212 millones.

Como se muestra a continuación el comportamiento de compras totales en bolsa para el año 2015 fue de \$7.492 millones con una participación del 21,9% del total de las compras de energía, porcentaje que se redujo con respecto al año 2014.

Tabla 2.4. Compras de Energía

CONCEPTO	AÑO 2015	%	AÑO 2014	%
Compras de Energía	34.212.942.000	100,0%	31.236.096.000	100,00%
Compras en Bloque y/o a Largo Plazo	26.720.391.000	78,1%	\$ 21.272.881.000	68,10%
Compras en Bolsa y/o a Corto Plazo	7.492.551.000	21,9%	\$ 9.963.215.000	31,90%

Fuente: Plan contable del servicio de Energía en pesos

Los gastos a diciembre de 2015 disminuyeron en 20,99%, pasando de \$17.671 millones a \$13.962 millones, siendo su composición la siguiente: (i) Gastos administrativos 53%; (ii) Provisiones, depreciaciones y amortizaciones 32% y (iii) Otros gastos 15%. Los gastos de administración presentaron un menor valor de \$550 millones, ubicándose en \$8.706 millones a diciembre de 2015, de los cuales \$3.829 millones corresponden a gastos de personal, \$3870 millones gastos generales y \$1.007 millones a erogaciones por impuestos, contribuciones y tasas.

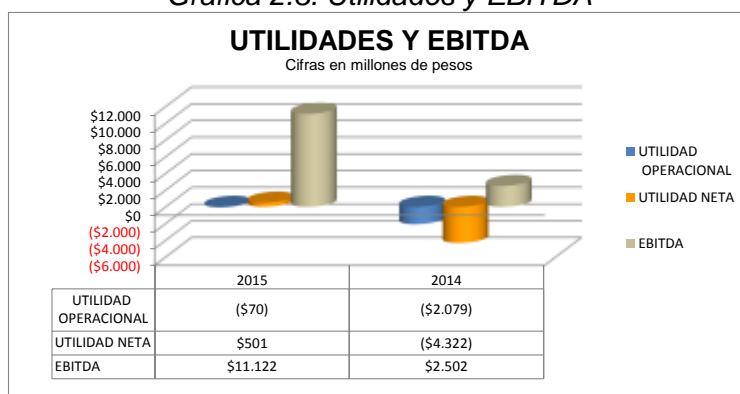
Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2015 decrecieron en \$3.158 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: (i) provisiones para deudores \$1.228 millones, (ii) provisión para obligaciones fiscales \$2.819 millones, (iii) provisión para contingencias \$438 millones, (iv) depreciación propiedad planta y equipo \$759 millones, (v) amortización de bienes intangibles \$10 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2015 suman \$3.074 millones, desmejorando en \$198 millones con respecto a la vigencia 2014, están compuestos principalmente por: i) recargo por mora \$2.488, ii) otros ingresos extraordinarios \$234 millones.

Los gastos no operacionales ascienden a \$2.502 millones, siendo los más importantes el ajuste de ejercicios anteriores con el 60% y los financieros con el 15%, dentro de estas erogaciones con \$1509 millones, \$364 millones, respectivamente.

2.3. Utilidades y Ebitda

Gráfica 2.3. Utilidades y EBITDA



Fuente: SUI

El Servicio de energía de ENELAR, a diciembre de 2015 presenta en su operación, un Ebitda de \$11.122 millones, mejorando con respecto al año anterior \$8.620 millones, este comportamiento obedece a un mayor crecimiento de ingresos básicamente en la venta de servicio de energía contrarrestado con la disminución de los costos y gastos; respecto a la utilidad neta para el año 2015 ascendió a \$501 millones, incrementando el resultado de 2014 en \$4.824 millones, al respecto de la utilidad neta esta se encuentra principalmente sustentada en los costos operacionales.

2.3. Indicadores

Tabla 2.5. Indicadores

INDICADORES	2015	2014
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	1,49	1,35
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	76	95
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	3	11
Activo Corriente Sobre Activo Total	68,44%	61,24%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	53%	48%
Patrimonio Sobre Activo	47%	52%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	86%	94%
Cobertura de Intereses – Veces	24,88	4,80
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$11.122.358.000	\$2.502.100.000
Margen Operacional	12%	3%
Rentabilidad de Activos	12%	3%
Rentabilidad de Patrimonio	19%	1%

Fuente: SUI

2.3.1. Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2015 es de (1,48) veces, indicador que presenta un crecimiento de 0,14 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, el resultado de este indicador está afectado por el valor positivo del incremento del activo corriente.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 19 días pasando de 95 días en 2014 a 76 días en 2015; la empresa tarda 3 días en realizar el pago de sus obligaciones, reduciendo en 8 días con respecto a 2014.

2.3.2. Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2015 es del 53%, evidenciando un incremento del 4,8% con respecto a 2014, cuyo porcentaje era del 48%; el Pasivo corriente representa el 86,2% del total de los Pasivos, del pasivo a largo plazo se evidencian principalmente, las provisiones para pensiones con un monto de \$2.525 millones.

2.3.3. Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2015 fue de 12%, aumentando en 8,33% con base al año anterior; La rentabilidades de los activos y patrimonio se posicionaron en 12% y 19% respectivamente al final del ejercicio del año 2015.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

3.1 CONTINUIDAD

Los operadores de red que no han podido cumplir con los requisitos para ingresar al esquema de calidad actual siguen regidos por los indicadores establecidos en la Resolución CREG 070 de 1998, este es el caso de la empresa ENELAR S.A. ESP. Mencionados indicadores son usados para evaluar la calidad del servicio de un operador de red y representan la duración (DES) y frecuencia (FES) de las interrupciones del servicio por circuito.

Por otro lado, la Comisión de Regulación definió en la resolución CREG 113 de 2004 los valores máximos admisibles del DES y FES por año, y dejó a libertad de cada empresa la programación de las metas de cada trimestre, siempre y cuando la sumatoria de estas mismas no supere el valor anual máximo establecido por grupo de calidad.

Así las cosas, cada empresa deberá reportar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD en el inicio de cada año los valores trimestrales programados, en caso contrario la empresa se acogerá a los siguientes valores anuales por defecto:

Tabla 3.1. Valores anuales por defecto

GRUPO	DES (horas)				FES			
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
1	2.75	2.75	2.75	2.75	6	6	6	8
2	4.75	4.75	4.75	4.75	11	11	11	11
3	7.25	7.25	7.25	7.25	12	12	12	15
4	9.75	9.75	9.75	9.75	14	14	14	16

Fuente: SSPD

Para el año 2015 ENELAR S.A. ESP. no reportó a la SSPD la información de los valores máximos admisibles del DES y FES, es decir, le aplicaron los valores por defecto indicados en la anterior tabla.

Ahora bien, se realizó análisis de las interrupciones por circuito reportadas por la empresa al Sistema Único de Información durante el año 2015, donde el resultado es el siguiente:

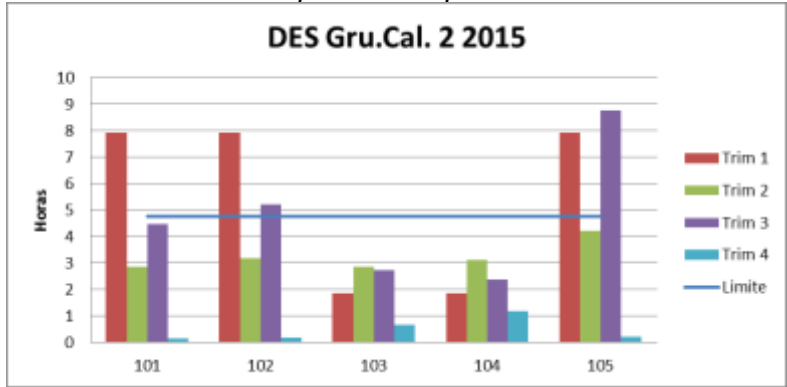
Para el Grupo de Calidad 1:

La empresa no tiene circuitos que cumplan con el grupo de calidad 1.

Para el Grupo de Calidad 2:

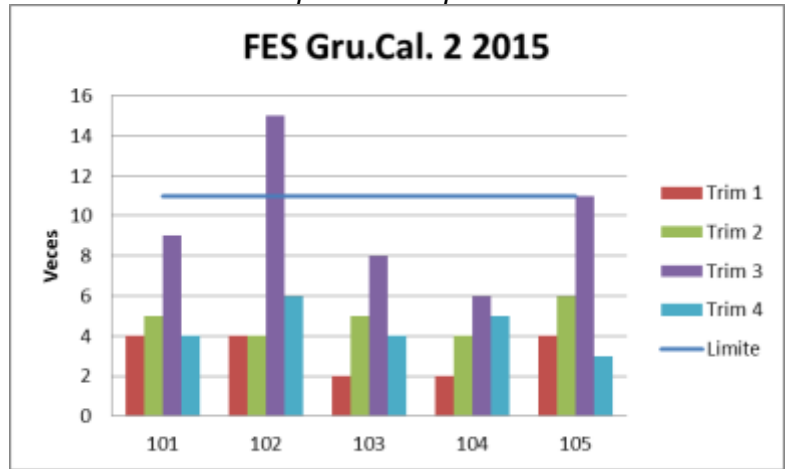
Para este grupo de calidad, los circuitos incumplieron en un 25% los valores máximos del DES y el 5% los valores máximos del FES para los 4 trimestres de 2015 como se puede apreciar en las siguientes gráficas:

Gráfica 3.2. Indicador DES para el Grupo de Calidad 2 en el año 2015



Fuente: SUI

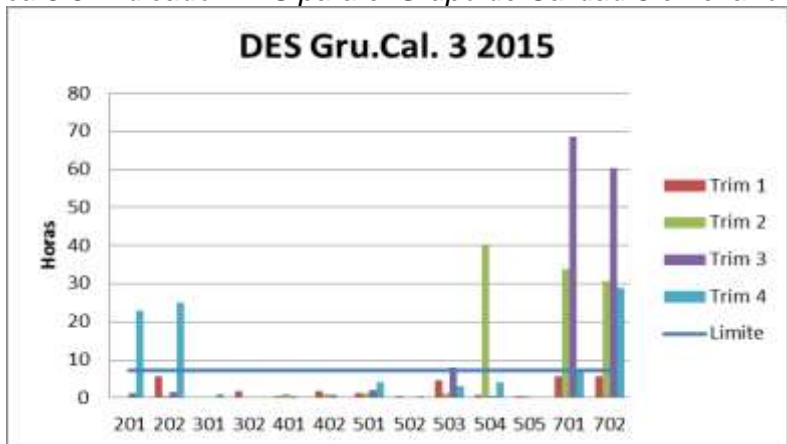
Gráfica 3.3. Indicador FES para el Grupo de Calidad 2 en el año 2015



Fuente: SUI

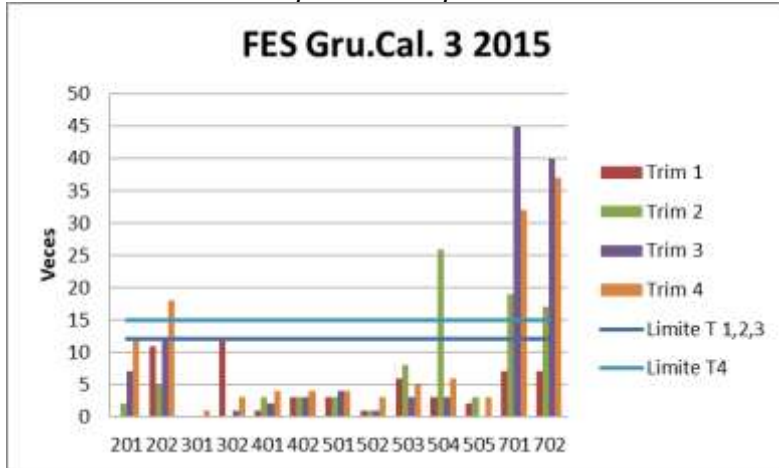
Para el Grupo de Calidad 3: Para este grupo de calidad, los circuitos incumplieron en un 19% los valores máximos del DES y el 15% los valores máximos del FES para los 4 trimestres de 2015 como se puede apreciar en las siguientes gráficas:

Gráfica 3.3. Indicador DES para el Grupo de Calidad 3 en el año 2015



Fuente: SUI

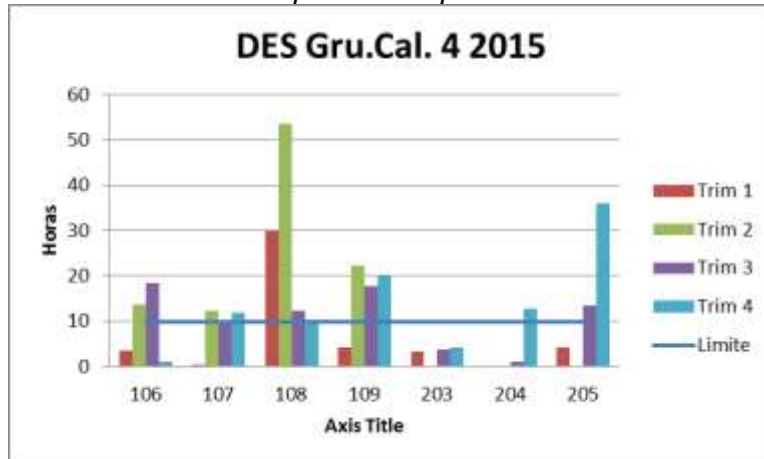
Gráfica 3.5. Indicador FES para el Grupo de Calidad 3 en el año 2015



Fuente: SUI

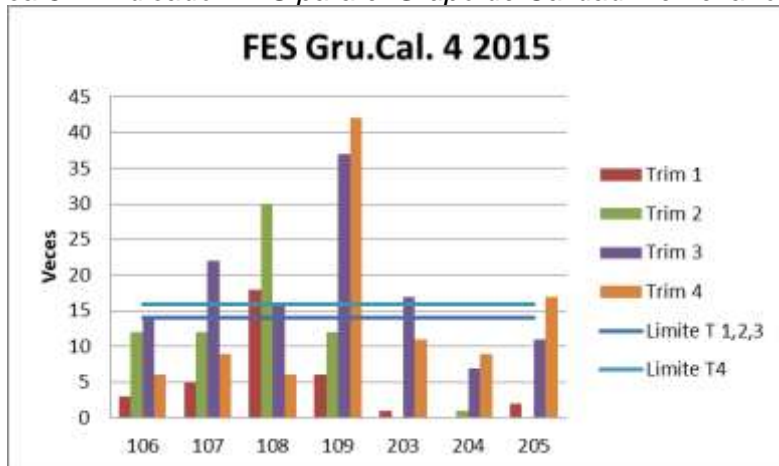
Para el Grupo de Calidad 4: Para este grupo de calidad, los circuitos incumplieron en un 54% los valores máximos del DES y el 29% los valores máximos del FES para los 4 trimestres de 2015 como se puede apreciar en las siguientes gráficas.

Gráfica 3.6. Indicador DES para el Grupo de Calidad 4 en el año 2015



Fuente: SUI

Gráfica 3.7. Indicador FES para el Grupo de Calidad 4 en el año 2015



Fuente: SUI

A continuación, se expone el porcentaje de circuitos de la empresa que incumplieron los indicadores DES y FES, desagregados por grupo de calidad y por trimestre en el año 2015.

Tabla 3.2. Porcentaje de circuitos que incumplieron el indicador DES en el año 2015

DES	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
GC2	60%	0%	40%	0%
GC3	0%	23%	23%	31%
GC4	14%	57%	71%	71%

Fuente: Grupo Técnico DTGE

Tabla 3.3. Porcentaje de circuitos que incumplieron el indicador FES en el año 2015

FES	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
GC2	0%	0%	20%	0%
GC3	0%	23%	15%	23%
GC4	14%	14%	57%	29%

Fuente: Grupo Técnico DTGE

De lo anterior, se observa que la empresa presentó incumplimiento de los valores máximos admisibles para varios de sus circuitos en los 4 trimestres del año 2015, por lo cual la Dirección Técnica de Gestión de Energía adelantará las acciones de control correspondientes

3.2. ACCIDENTES DE ORIGEN ELÉCTRICO

Para el año 2015 ENERCA E.S.P. reportó 2 accidentes de origen eléctrico al SUI, los cuales 2 fueron por quemaduras por elementos eléctricos por ejecutar trabajos, con relación al 2014 la empresa certificó al SUI no haber tenido accidente alguno a su sistema lo cual es objeto de vigilancia por parte de esta entidad.

3.3. INVERSIONES

3.3.1. Información reportada al SUI

ENELAR S.A. E.S.P. para el año 2015, reportó al SUI unos gastos ejecutados a la fecha, en proyectos de inversión por un valor de \$ 13.258.684.430, de los cuales \$5.609.655.183 ósea el 42% de este total son ejecutados con aportes del FAER , el proyecto más significativo desarrollado en el año 2015 , fue el FAER GGC 292 electrificación palmeras y otras.

Tabla 3.4. Proyectos de inversión ENELAR S.A. E.S.P. 2015

DESCRIPCION DEL PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	COBERTURA	ESTADO	VALOR_REAL	AVANCE	BENEFICIOS	OBSERVACIONES
Electrificacion rural municipio de Nunchia	Electrificacion veredas Redencion Macuco Romero Cano Hondo Conchal y Ampliacion terminacion de Barranquilla Santacruz Plazuelaz Pradera Caucho y Cazadero zona rural municipio de Nunchia en el departamento de Casanare de conformidad con el proyecto BPIN No 0023004470000 FNR 33605	E	AP	935.000.000	60%	Ampliar la prestacion del servicio en el Departamento	suspendido temporalmente
Construccion redes electricas rurales municipio de Pore	Construccion redes electricas de media y baja tension y subestaciones de distribucion veredas Bocas de Pore Cafifies Curimina la Macolla Miralindo Regalito y San Rafael municipio de Pore	E	EE	6.082.656	100%	Ampliar la prestacion del servicio en el Departamento	pendiente liquidar certificado retie
ampliacion electrificacion rural municipio de Trinidad	Electrificacion veredas Guasimal Playitas Manirotos los Chochos Santamarta y ampliacion de cobertura de redes de media baja tension y subestaciones de distribucion de energia electrica a Cano Garza Paso Real de la Soledad San Pedro el Valle y el Banco de la Canada municipio de Paz de Ariporo y Trinidad Casanare	E	AP	713.480.434	20%	Ampliar la prestacion del servicio en el Departamento	suspendido temporalmente el avance fisico no correspondia
ampliacion construccion electrificacion Nunchia casanare	Construccion redes de media baja tension y subestaciones de distribucion de energia electrica para el area rural Nunchia Casanare Orinoquia	E	FI	6.682.827.324	100%	Ampliar la prestacion del servicio en el Departamento	Se ejecuto sin inconvenientes
ampliacion electrificacion rural municipio de Orocué	Ampliacion De Redes Electricas De Media Y Baja Tension En Las Veredas Surimena Pradera Guariamena Del Municipio De Orocué	E	EE	4.368.147.940	80%	Ampliar la prestacion del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecucion
Construccion reconfiguracion y repotenciacion subestacion Yopal 115 34 5 13 8kv Yopal Casanare Orinoquia	Construccion Reconfiguracion Y Repotenciacion Subestacion Yopal 115 34 5 13 8 kv Yopal Casanare	E	EE	12.424.344.193	80%	Ampliar la prestacion del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecucion se le realizo una prorroga por dos meses y veinte 20 dias
Construccion repotenciacion red en doble circuito 34 5 13 8 kv Yopal Morichal Casanare	Construccion repotenciacion red en doble circuito 34 5 13 8 kv Yopal Morichal Casanare	E	EE	2.996.143.406	58%	Ampliar la prestacion del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra en ejecucion se le realizo una prorroga por 45 dias
Construccion repotenciacion red en doble circuito 34 5 13 8 kv Aguazul Mani	Construccion repotenciacion red en doble circuito 34 5 13 8 kv Aguazul Mani	E	AP	10.835.552.526	0%	Ampliar la prestacion del servicio en el Departamento	El Proyecto se encuentra suspendido para reiniciar el 11 de Enero de 2015
Ampliacion de redes Orocué	Ampliacion de redes electricas de media y baja tension vereda Palmarito del municipio de Orocué Departamento de Casanare	E	FI	642.106.741	100%	Ampliar la prestacion del servicio en el Departamento	El proyecto se liquidado con fecha del 18 de Noviembre de 2015
ampliacion electrificacion rural municipio de Pore	Terminacion De La Electrificacion En Las Veredas Tazajeras Los Alpes Y Guachiria Pore	E	FI	1.831.332.277	100%	Ampliar la prestacion del servicio en el Departamento	El proyecto se encuentra Terminado a la espera de firmar actas de liquidacion
ampliacion electrificacion rural municipios de Mani y Yopal	Ampliacion de las redes electricas de media y baja tension en las Veredas La Armenia La Consigna La Mapora y Mate Pina Municipio de Mani y las Veredas Gaviotas y La Defensa del Municipio de Yopal Departamento de Casanare	E	FI	1.281.022.387	100%	Ampliar la prestacion del servicio en el Departamento	El proyecto se encuentra Terminado y Liquidado
ampliacion electrificacion rural municipios de Yopal aguazul paz de Ariporo tamara y san luis de palenque	Ampliacion de redes electricas de media y baja tension en vereda Nocuitos los Mangos Charte la Calceta la Upamena Morichal San Pascual la guafilla barrio llano llindo Yopal los Guadales san Rafael municipio de Aguazul Villa Rosa Tauramena Vereda el Caribe Canaletes Paz de Ariporo vereda Zuquia Tamara vereda Gaviotas San Luis y vereda la Jase Pore departamento de Casanare	E	FI	772.588.774	100%	Ampliar la prestacion del servicio en el Departamento	se ejecuto y liquido

3.3.1. Proyectos de Inversión aprobados por la UPME

Según la Resolución 095 de 2016, basado en el documento de la UPME “PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2015-2029” Anexo VII, proyectos aprobados a los operadores de red 2015. Página 611, para ENELAR, NO hay proyectos aprobados.

3.4 PROGRAMA ANUAL DE REPOSICIÓN Y REMODELACIÓN DE SUBESTACIONES - PARR

De conformidad con lo expuesto en el numeral 11.2.6.3 de la Resolución 097 de 2008 “Requisitos para la Aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones” el operador de red objeto de esta evaluación integral, está incumpliendo la regulación de calidad del servicio y por lo tanto, no se puede acoger al numeral 11.2.4 “Esquema de Incentivos y Compensaciones a la Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica”.

Antecedentes

El considerando de la Resolución 043 de 2010 manifiesta que: “La resolución CREG 097 de 2008 anunció que la CREG definiría los procedimientos operativos de medición, registro y reporte necesarios, incluido el procedimiento de reporte de información al LAC.

Se hace necesario definir las reglas de registro y contabilización de las interrupciones asociadas al Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones.

Se hace necesario definir obligaciones adicionales a los OR y a los comercializadores respecto de la oportunidad y calidad de la información reportada al SUI a fin de garantizar la adecuada aplicación del esquema de incentivos y compensaciones a la calidad del servicio en los SDL”

Igualmente, el artículo 3 de la misma resolución manifiesta que:

“Artículo 3. Interrupciones registradas en el Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones. Para el registro y la contabilización de los tiempos de interrupción registrados en el Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones a reportar al SUI, se deben seguir las siguientes reglas:

- a) Reportar los circuitos y los transformadores que se afectarán por los trabajos de remodelación y/o reposición en la subestación que será objeto de trabajos.
- b) Reportar las fechas inicial y final estimadas de afectación de la subestación. El tiempo total entre estas fechas será un tiempo máximo de referencia.
- c) Mínimo ocho días antes de iniciar los trabajos, el OR debe informar la fecha real de inicio, mediante comunicación escrita dirigida a la SSPD.
- d) Máximo tres días después de finalizar los trabajos, el OR debe informar la fecha real de finalización, mediante comunicación escrita dirigida a la SSPD.
- e) El tiempo real total no podrá exceder el tiempo máximo de referencia.

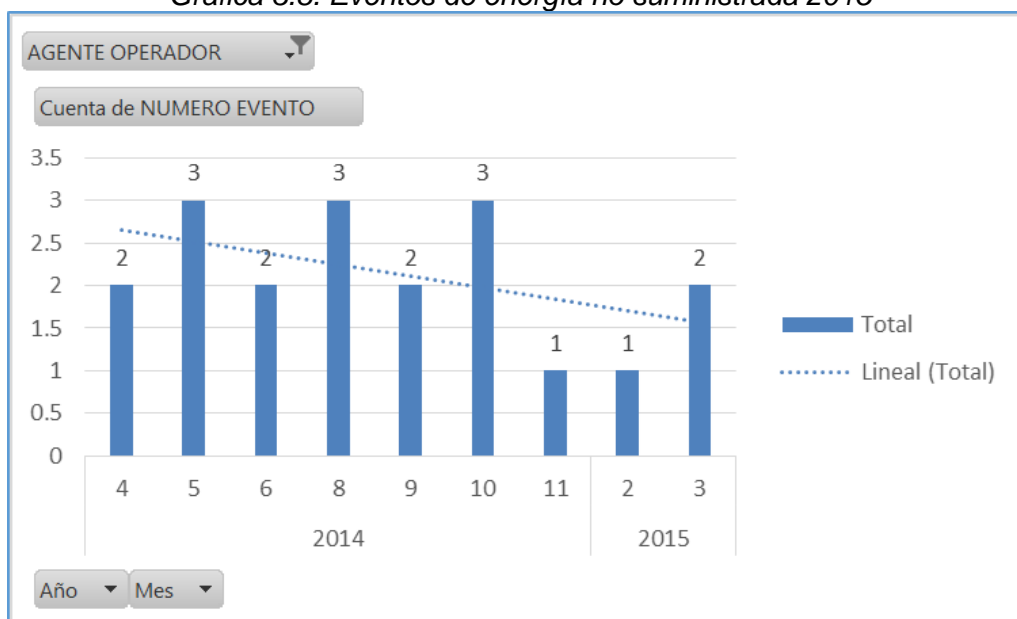
- f) Las interrupciones que durante el tiempo real de la remodelación y/o reposición de la subestación afecten los transformadores y/o circuitos previamente reportados se excluirán para efectos de calcular el ITAD.
- g) En caso de que un OR no reporte a la SSPD las fechas reales de inicio y finalización de los trabajos previamente registrados, en los plazos establecidos en los literales c y d de este artículo, se entiende que no realizó los trabajos y por lo tanto no podrá excluir interrupciones por este concepto.

Parágrafo 1. Para el registro del Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones correspondiente al año de inicio de aplicación del esquema de incentivos y compensaciones por parte del OR, éste deberá reportar los trabajos que realizará durante la fracción de año restante, dentro de los 30 días siguientes a la fecha de inicio del esquema.3.2.6.

3.5 EVENTOS DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA

De acuerdo con el informe de eventos publicado por el Centro Nacional de Despacho – CND, se han presentado un total de 3 eventos en el sistema operado por la empresa ENELAR ESP durante el año 2015, en comparación con 16 eventos ocurridos en 2014, los cuales se han distribuido en distintos meses de la siguiente forma:

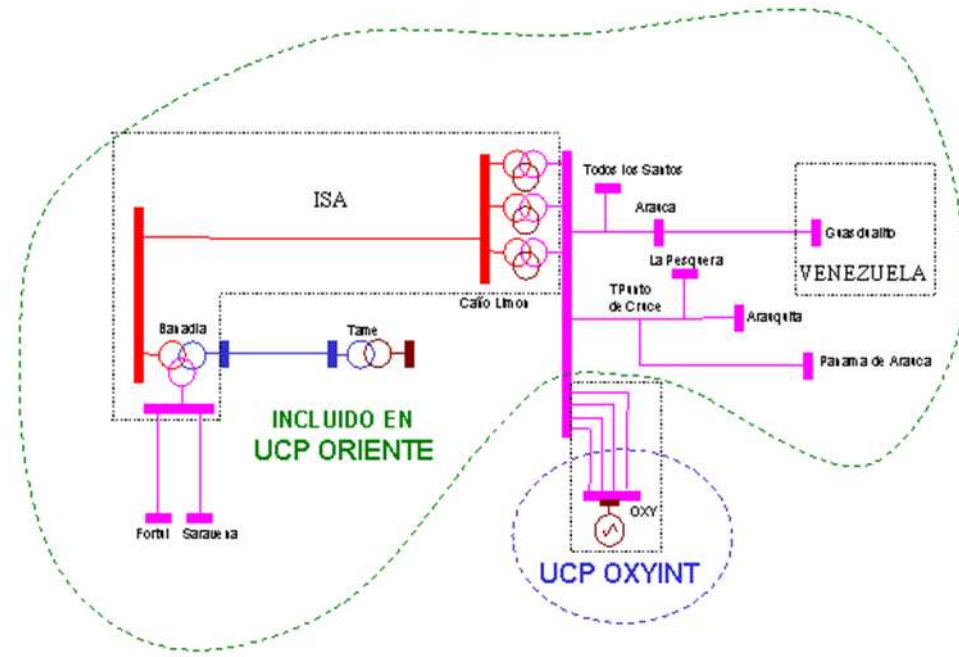
Gráfica 3.8. Eventos de energía no suministrada 2015



Fuente: CND

Al respecto, se observa una reducción de casi el 81% de los eventos presentados en 2015 respecto del año inmediatamente anterior. Así mismo, en la siguiente grafica se presenta el porcentaje de participación de los eventos producidos en los activos respecto el total del sistema, así:

Gráfica 3.9. Porcentaje de participación con mayor frecuencia.



Fuente: XM

De acuerdo con lo expuesto es pertinente evaluar detalladamente las actividades de mantenimiento y tipos de fallas existentes en el activo Tame-Banadía, dado que esta línea presenta el más alto índice de fallas.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Se analiza los aspectos comerciales de la empresa relacionados con el análisis referente al número de suscriptores, los niveles de consumos, oficinas comerciales dispuestas por el prestador, las tarifas, los subsidios y contribuciones, entre otros.

Para el periodo de análisis 2014-2015, ENELAR E.SP., presentó condiciones más estables en la forma de contratación o de adquisición de las cantidades necesarias de energía para atender la demanda del mercado Arauca. Para el año 2014, la exposición a bolsa fue del 20% y para el siguiente año el promedio se ubicó en 13%, lo que establece un mayor cubrimiento del riesgo ante las fluctuaciones e incertidumbre del precio de bolsa a través de contratos bilaterales de compra de energía de eléctrica.

4.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO

4.1.1 Número de usuarios clasificados por tipo de uso

Tabla 4.1. Suscriptores clasificados 2015 vs 2014

Estrato o Actividad	2014		2015		% Variación
	Suscriptores a Dic 31	Participación porcentual	Suscriptores a Dic 31	Participación porcentual	
Estrato 1	35.163	57,742%	38.237	59,207%	8,74%
Estrato 2	15.599	25,615%	16.065	24,875%	2,99%
Estrato 3	4.146	6,808%	4.114	6,370%	-0,77%
Estrato 4	546	0,897%	546	0,845%	0,00%
Estrato 5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Estrato 6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total Residencial	55.454	91,062%	58.962	91,298%	6,33%
Industrial	9	0,015%	9	0,014%	0,00%
Comercial	4.407	7,237%	4.561	7,062%	3,49%
Oficial	1.019	1,673%	1.042	1,613%	2,26%
Otros	8	0,013%	8	0,012%	0,00%
Total No Residencial	5.443	8,938%	5.620	8,702%	3,25%
TOTAL	60.897	100%	64.582	100%	6,05%

Fuente: SUI

Para el 2015 la Empresa de Energía de Arauca – Enelar S.A. E.S.P clasificaba sus usuarios por estratos del 1 al 4, Industrial, Comercial, Oficial y otros dependiendo de su actividad.

Se puede observar que para los años en estudio la mayor concentración de usuarios (suscriptores) se encuentra en los estratos 1 y 2, en el sector residencial y para el sector no residencial, los usuarios comerciales.

Asimismo, se observa un incremento porcentual en los residenciales a diferencia de los usuarios no residenciales que a pesar de tener un aumento en el número de suscriptores, porcentualmente presenta un decremento.

La mayor variación porcentual (8,74%) corresponde a usuarios del estrato 1, el cual en el 2014 contaba con 35.163 suscriptores y para el 2015 38.237.

En general, la empresa obtuvo un crecimiento en el número de clientes, correspondiente a un 6.05%, en relación con el 2014.

4.2 NIVELES DE CONSUMO

Tabla 4.2. Comparativo consumos 2015 vs 2014

Estrato o Actividad	2014		2015		% Variación
	Consumo Kwh Dic 31	Participación porcentual	Consumo Kwh Dic 31	Participación porcentual	
Estrato 1	46.300.156	31,80%	49.911.072	33,45%	7,80%
Estrato 2	32.203.470	22,12%	32.234.141	21,61%	0,10%
Estrato 3	10.137.093	6,96%	9.704.142	6,50%	-4,27%
Estrato 4	1.967.942	1,35%	1.949.016	1,31%	-0,96%
Estrato 5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Estrato 6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total Residencial	90.608.661	62,23%	93.798.371	62,87%	3,52%
Industrial	466.012	0,32%	790.359	0,53%	69,60%
Comercial	22.705.318	15,59%	22.642.233	15,18%	-0,28%
Oficial	26.120.345	17,94%	26.101.428	17,50%	-0,07%
Otros	5.698.622	3,91%	5.859.031	3,93%	2,81%
Total No Residencial	54.990.297	37,77%	55.393.051	37,13%	0,73%
TOTAL	145.598.958	100%	149.191.422	100%	2,47%

Fuente: SUI

En el sector residencial, el mayor consumo demandado para los años 2014 y 2015 en energía se sitúa en los estratos 1 y 2, teniendo una participación de 53,92% y 55,06%.

En el sector no residencial, el mayor consumo demandado para los años 2014 y 2015 se presentó en el sector comercial y oficial, pasando de un consumo en el 2014 de 48.825.663 kwh a 48.743.661 Kwh en 2015, es decir, de un 33,53% a un 32,67%.

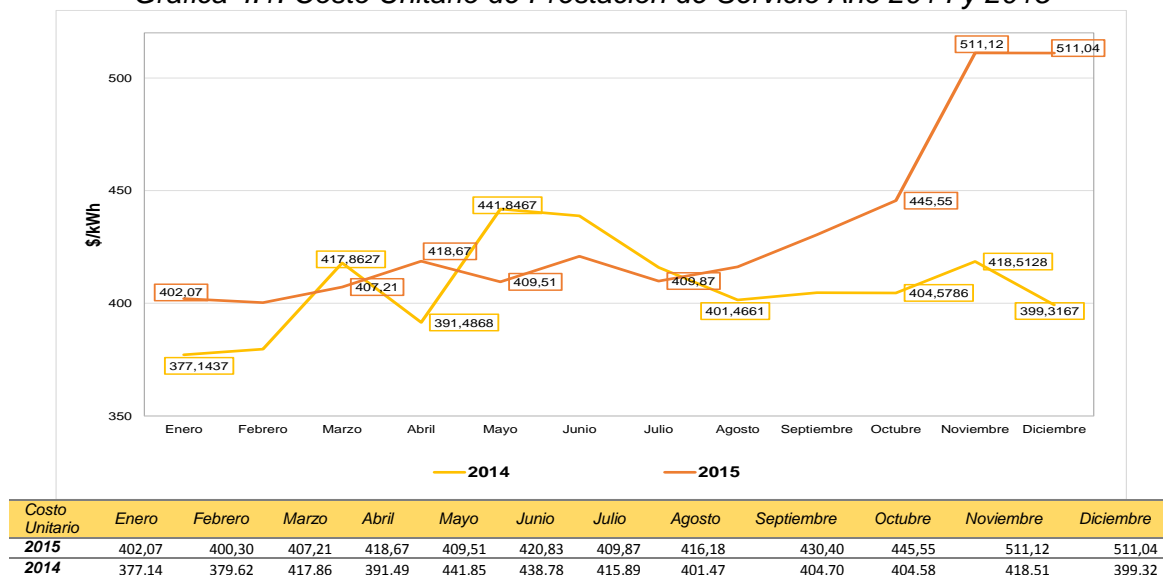
4.3 ASPECTOS TARIFARIOS

4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2014 – 2015

Los pronósticos de llegada del Fenómeno del Niño para el año 2015 provocaron tendencias al alza, así para enero de 2015 el CU de ENELAR E.S.P., se ubicó en los \$402,07 por kWh, que comparado con el CU del mismo mes pero del año 2014, con un valor de \$377,14 por kWh, representa un costo del 7% más alto entre vigencias.

La gráfica 4.3.1., expone un comparativo 2014-2015, del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica de usuarios regulados en nivel de tensión 1. Para el año 2014, el costo unitario promedio anual fue de \$407,6 por kWh y para el año 2015 de \$431,89 por kWh

Gráfica 4.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2014 y 2015

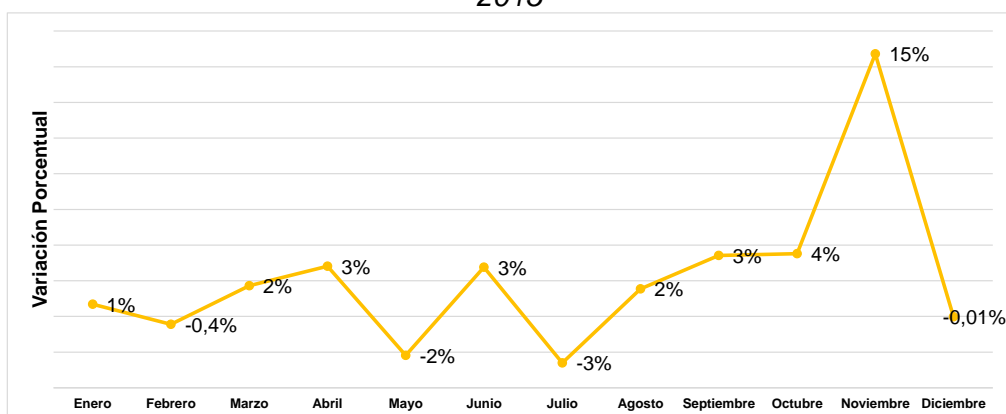


Fuente: Información Publicada por la ESP

A pesar de la tendencia al alza en comparación con el año anterior, durante los primeros 7 meses del año 2015, el comportamiento del CU, no mostró fluctuaciones considerables, sin embargo, a partir de septiembre se presentan incrementos considerables. En el mes de octubre, el componente de GENERACIÓN, presenta un incremento de 14% comparado con el mes anterior, lo que representa una variación porcentual total en el CU de 3,5% por encima del costo unitario en septiembre.

Para la vigencia 2015, la fluctuación del CU de mayor consideración se presentó entre los meses de octubre y noviembre, con un incremento del 14,7%, derivado principalmente de la aprobación particular del costo base de comercialización, riesgo de cartera para usuarios tradicionales y usuarios ubicados en zonas especiales, mediante la Resolución CREG 123 del de 2015. La aprobación del mencionado cargo afectó al alza el componente de COMERCIALIZACIÓN con un 89,2% entre octubre y noviembre de 2015.

Gráfica 4.2. Variaciones Porcentuales Costo Unitario de Prestación de Servicio 2015



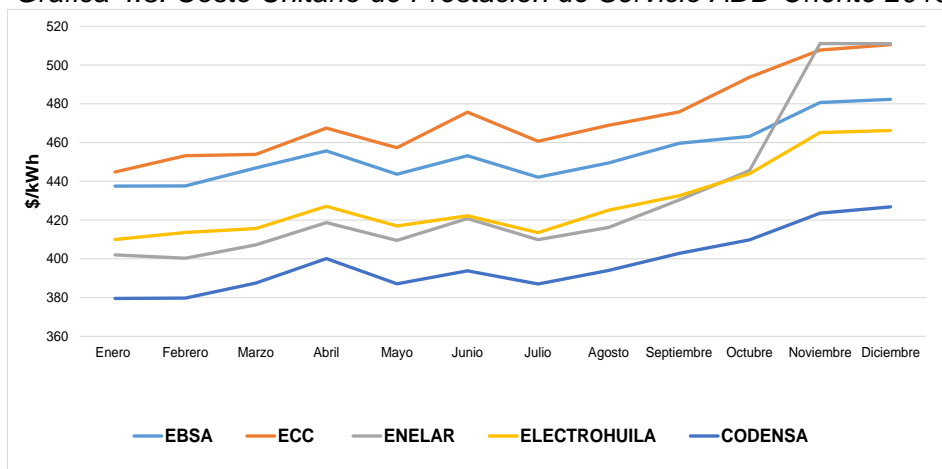
Fuente: ENELAR E.S.P. Cálculos SSPD

4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador con respecto a su ADD durante el 2015

Hacen parte del Área de Distribución de Oriente CODENSA S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Cundinamarca, Empresa de Energía de Boyacá, Electrificadora del Huila y la Empresa de Energía de Arauca.

Para el año 2015, en la Gráfica 4.3.2 puede observarse que el comportamiento es similar entre las empresas que conforman la ADD, sin embargo ENELAR presenta una variación significativa en el mes de octubre, como se expuso anteriormente por la aprobación de cargo de comercialización. En comparación con las empresas del ADD, el costo unitario promedio anual de prestación del servicio de ENELAR se ubica como la tercera más alta con \$431,89 por kWh.

Gráfica 4.3. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Oriente 2015



ESP	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
EBSA	437,6	437,6	446,9	455,7	443,7	453,2	442,1	449,5	459,6	463,2	480,7	482,3
ECC	444,8	453,2	453,9	467,5	457,4	475,8	460,7	468,9	475,8	493,7	507,8	510,6
ENELAR	402,1	400,3	407,2	418,7	409,5	420,8	409,9	416,2	430,4	445,5	511,1	511,0
ELECTROHUILA	410,0	413,6	415,6	427,1	417,0	422,2	413,5	425,1	432,5	444,0	465,2	466,2
CODENSA	379,6	379,8	387,5	400,1	387,1	393,8	387,0	394,0	402,8	409,8	423,5	426,8

Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3. Análisis por componente del CU para los años 2014 – 2015

El año 2015, se mostró con un escenario complejo para el eslabón de la comercialización y en general del sector eléctrico. Durante la vigencia 2015 el fenómeno del niño afectó considerablemente el nivel de los embalses y por ende aumento de los precios de generación, la declaración de indisponibilidad de generadores térmicos y la potencial medida de racionamiento eléctrico, hicieron del año 2015 un año particular en su comportamiento, comparado con años anteriores que habían mostrado un comportamiento relativamente estable.

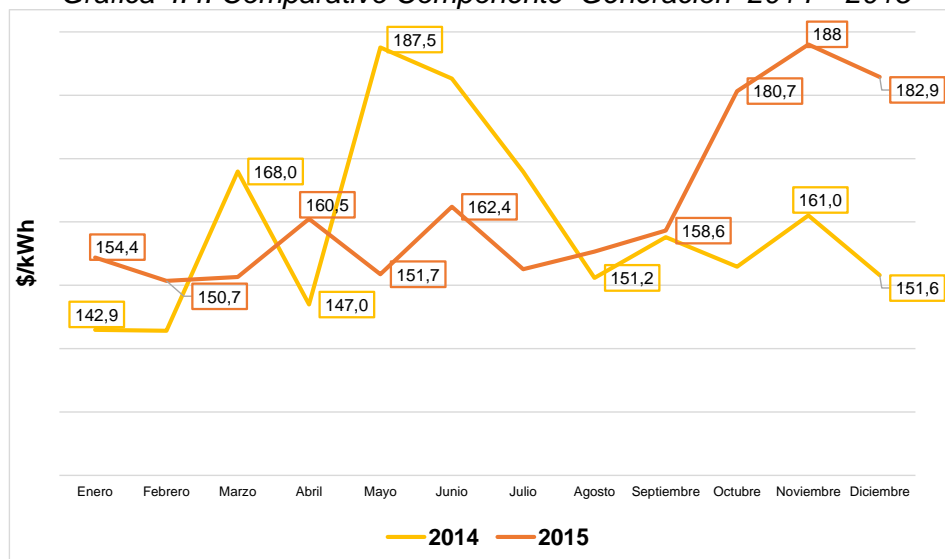
En este aparte se expone el análisis de cada uno de los componentes determinantes del CU durante el 2015, comparado con su comportamiento durante el 2014.

4.3.3.1. Componente Generación

El comportamiento del componente de compra de energía, para el 2014 presentó variaciones más fuertes durante el primer semestre. Se alcanzaron variaciones porcentuales del 27,6% entre abril y mayo pero también caídas del 12,5% entre marzo

y abril. Para el segundo semestre de 2014, las variaciones fueron menores y en promedio inclusive fueron negativas, con lo que puede suponerse compras más eficientes por parte de ENERLAR E.S.P., sin embargo en comparación con el 2015, éste año presentó en promedio mayor variabilidad y con tendencia al alza, principalmente a partir del mes de septiembre, donde presenta una variación porcentual de 14% en el componente de compra de energía entre septiembre y octubre de 2015.

Gráfica 4.4. Comparativo Componente Generación 2014 – 2015



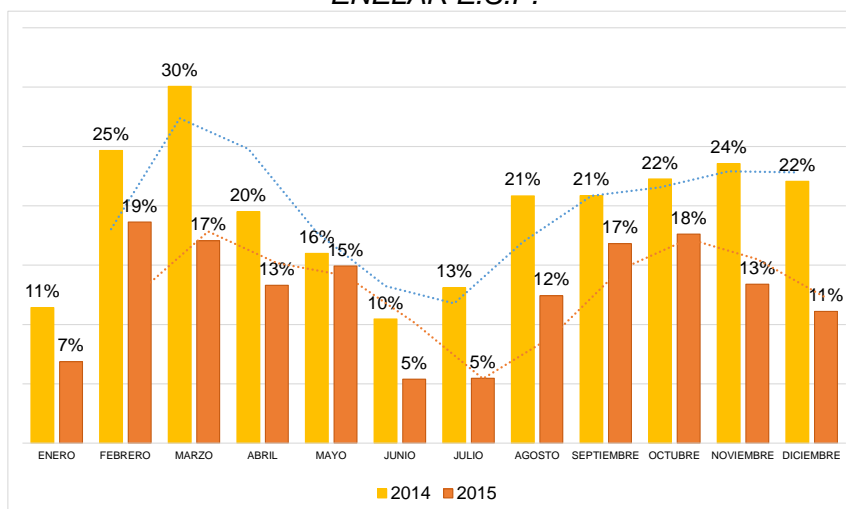
Fuente: Información Publicada por la ESP

El costo promedio anual del componente de GENERACION de ENELAR E.S.P., para el 2014 fue de \$399,3 por kWh y para el 2015 fue de \$511 por kWh, lo que representa una diferencia entre años del 2% entre costos promedios de compra de energía por parte del comercializador.

El componente de GENERACION, se encuentra directamente relacionado con la capacidad de gestión de las ESP's para cubrir su demanda a partir de la configuración de compras de energía a través de contratos o en bolsa. El supuesto básico establece que una mayor exposición en bolsa, aumenta el riesgo de suministro de energía debido a la variabilidad de precios. En el caso de ENELAR E.S.P., los promedios anuales de exposición a bolsa fueron del 20% y 13% para los años 2014 y 2015 respectivamente.

Este comparativo puede establecer que las condiciones de compra de energía por parte de ENELAR E.S.P., para estos años presentaron condiciones más estables a partir de una menor dependencia de los precios de la bolsa y un mayor cubrimiento de compra de energía a partir de contratos bilaterales. El comportamiento comparado de la exposición a bolsa para los años 2014 y 2015 se presenta en el siguiente gráfico:

Gráfica 4.5. Comparativo de Exposición a Bolsa 2014-2015
ENELAR E.S.P.



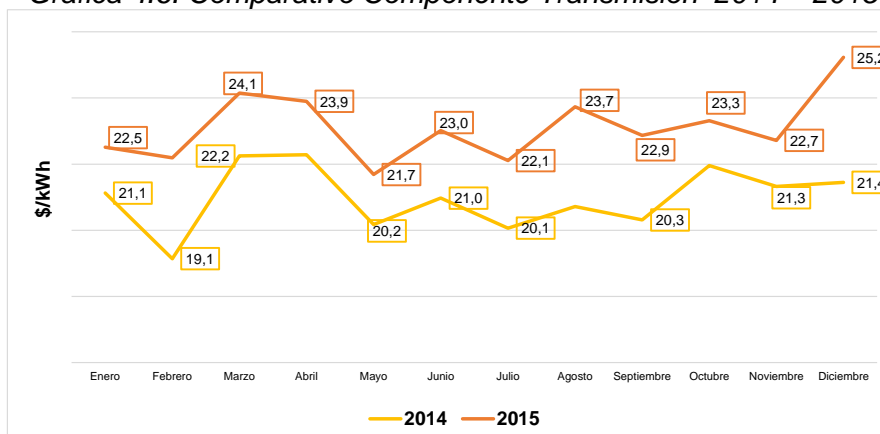
Fuente: SUI-SSPD

4.3.3.2. Componente de Transmisión

A partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 157 de 2011, en Julio de 2012, el LAC cambio la fecha de publicación de los cargos del STN Y STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, por lo que la información es publicada de manera actualizada, es decir, los cargos propios del mes m.

Para el 2014 la variación porcentual más alta en el componente de TRANSMISIÓN para ENELAR E.S.P., se presentó durante los meses de febrero y marzo con un 16%, mientras tanto para 2015, entre noviembre y diciembre fue el periodo con mayor variabilidad con un 11%. A pesar de estos picos, en promedio, el 2015 fue más variable, con una variación porcentual promedio anual de 1,5% comparado con la variación de 0,7% del 2014, lo que expone un comportamiento relativamente predecible para los dos años. El costo promedio para ENELAR E.S.P., por cargos de TRANSMISIÓN, fueron aproximadamente en promedio de \$21 por kWh en el año 2014, frente a 23,1% para el 2015.

Gráfica 4.6. Comparativo Componente Transmisión 2014 – 2015



Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.3. Componente de Distribución D

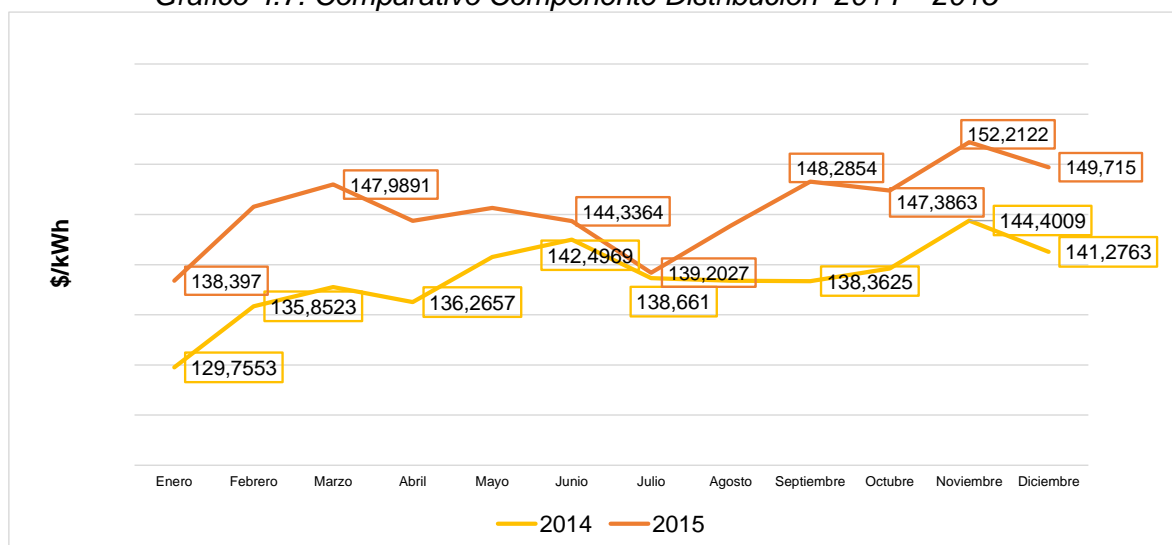
En el esquema de áreas de distribución por una parte se tienen los cargos por uso propios de cada operador de red y por la otra, se tiene el cargo unificado del área de distribución. En ésta se observa que teniendo en cuenta el DTUN como referencia, dentro de un ADD, existirán agentes que se dispongan por encima y/o por debajo de la referencia, debido a que el cargo por uso de cada OR tiene una relación directamente proporcional con la cantidad de activos (infraestructura) que haya dispuesto para atender su demanda, a la inversión y al mantenimiento que se le realice a estos, la dispersión de su mercado y a la calidad del servicio prestado.

Para este esquema, aquellos agentes que se encuentran por debajo del DTUN se conocen como excedentarios ya que vía tarifa estos comercializadores deberán cobrar a sus usuarios el costo unitario de prestación del servicio Cu calculado con el DTUN y no con su DT, por lo tanto, al no aplicar su cargo, que es más bajo que el facturado, están recaudando excedentes pro-rata del consumo total facturado por cada nivel de tensión, los cuales deberán ser trasladados a los prestadores deficitarios.

El Ministerio de Minas y Energía –MME, mediante la Resolución No. 18 2306 de 16 de diciembre de 2009, determinó el Área de Distribución Oriente, de la cual hace parte ENELAR E.S.P., buscando con ello la integración de varios prestadores con el fin de normalizar el componente de distribución -D de la tarifa regulada. El objetivo de las ADD es el de aproximar los cargos por uso entre regiones procurando mantener la adecuada distribución de recursos para cada OR.

En este contexto con un cargo de distribución uniforme, es predecible el comportamiento estable del componente de DISTRIBUCIÓN de ENELAR E.S.P., cuyas variaciones promedio anuales fueron de 0,8% y 0,5% para 2014 y 2015 respectivamente. Este comportamiento no supone que no exista impacto en el CU, pues el componente de DISTRIBUCIÓN tiene un peso o participación aproximada del 35% en el costo total de prestación del servicio. El costo promedio anual del componente de DISTRIBUCIÓN para ENELAR E.S.P., se ubicó en los \$139 por KWh en el año 2014 y \$146 por KWh para el 2015.

Gráfico 4.7. Comparativo Componente Distribución 2014 – 2015

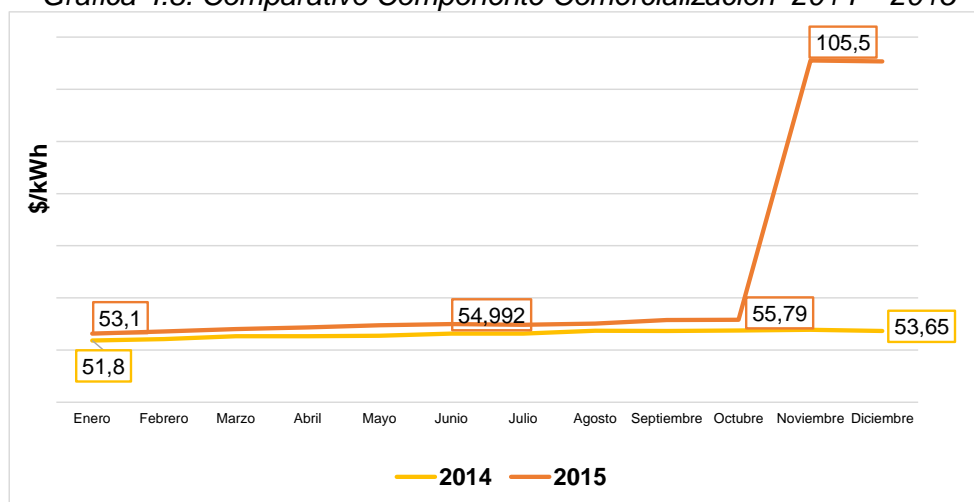


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.4. Componente de Comercialización

En el ejercicio comparativo de los años 2014 y 2015, lo que destaca es el incremento del componente de COMERCIALIZACION entre los meses de octubre y noviembre de 2015, que no sólo presentaron una variación del 89%, sino que trazan una senda de aproximadamente un 20% por encima del histórico de años anteriores. Es así como el promedio anual del componente de COMERCIALIZACIÓN para ENELAR E.S.P., para el año 2014 es de \$53 por kWh mientras que para el 2015 fue de \$63 por kWh. La causa de lo expuesto descansa en la Resolución CREG 123 del de 2015 que aprueba el costo base de comercialización, riesgo de cartera para usuarios tradicionales y usuarios ubicados en zonas especiales de manera particular para ENELAR E.S.P.

Gráfica 4.8. Comparativo Componente Comercialización 2014 – 2015

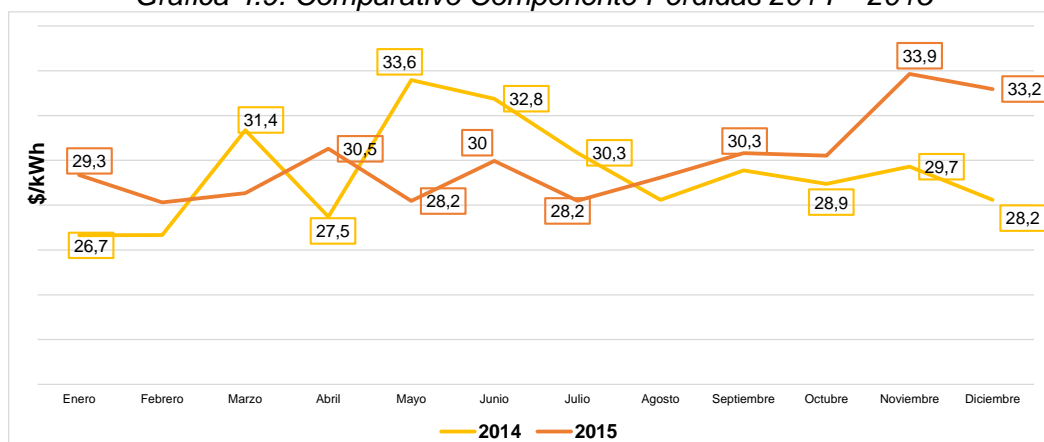


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.5. Componente de Pérdidas

Se presentó mayor variabilidad para el año 2015 en el componente de PERDIDAS, con una variación promedio de anual de 1,5% frente al 0,7% del año anterior. Los picos más representativos del año 2015 se presentaron entre los meses de octubre y noviembre, con una variación positiva del 12%.

Gráfica 4.9. Comparativo Componente Pérdidas 2014 – 2015

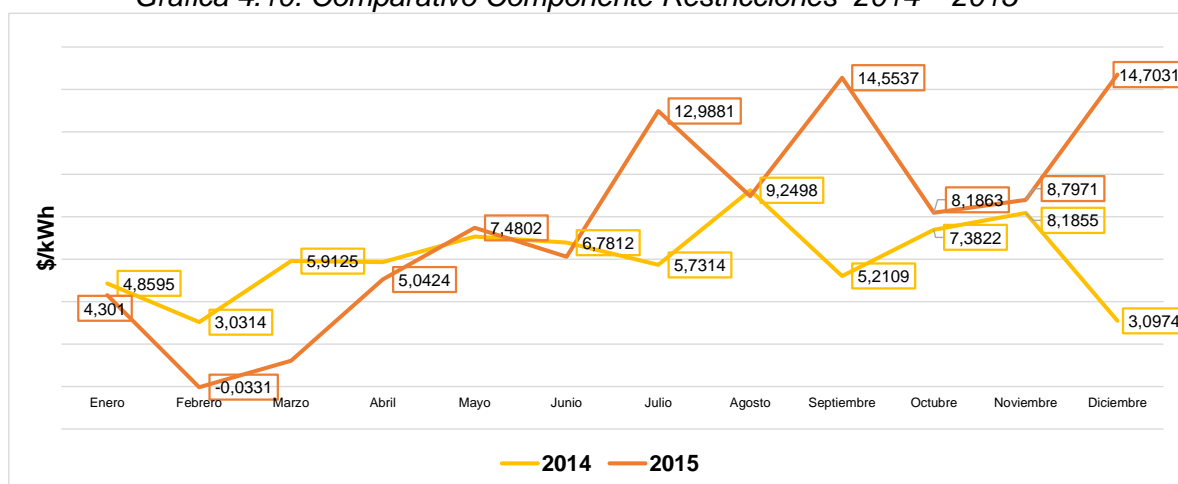


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.6. Componente de Restricciones

El año 2015 presentó una significativa variabilidad en términos porcentuales para el componente de RESTRICCIONES, el promedio anual fue de -276%, con variaciones negativas entre febrero y marzo, marzo y abril y junio y julio. A pesar de la variabilidad marcada en el componente de RESTRICCIONES, su peso es en promedio de un 3,5% en el total del CU, con lo cual su impacto en el costo total es marginal. Este contexto se asocia principalmente al fenómeno del niño y restricciones propias del sistema por indisponibilidad.

Gráfica 4.10. Comparativo Componente Restricciones 2014 – 2015



Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.5. Subsidios y Contribuciones durante el 2015

La Resolución CREG 186 de 2010, da cumplimiento a lo preceptuado en el Artículo 1 de la Ley 1428 de 2010, la cual modificó el Artículo 3 de la Ley 117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2 del servicio de energía eléctrica, donde se asignan a estos usuarios porcentajes que están no superan el 60% y 50% respectivamente. El subsidio del estrato 3 es del 15%, porcentaje que está vigente desde la expedición de la Ley 142 de 1994.

Según información reportada por ENELAR E.S.P., en el SUI de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, los subsidios aplicados aumentaron entre 2014 y 2015 un 6%, mientras que el pago de contribuciones sólo aumentó en un 2%. Durante el 2014, según información del SUI, el déficit fue de \$11.493'070.413 y en 2015 alcanzó los \$12.228'573.756, representando un aumento de déficit entre años del 6%.

Por otra parte, según información reportada por el Ministerio de Minas y Energía, la última validación en firme del balance de subsidios y contribuciones con corte al III trimestre de 2015, muestra un déficit acumulado de \$762'037.341.

4.4 FACTURACIÓN

Tabla 4.3. Comparativo Valor Consumos 2015 Vs. 2014

Estrato o Actividad	2014		2015		% Variación
	Valor Consumo (\$) Dic 31	Participación porcentual	Valor Consumo (\$) Dic 31	Participación porcentual	
Estrato 1	\$ 18.947.867.731	32,912%	\$ 20.883.430.817	34,536%	10,22%
Estrato 2	\$ 13.093.817.998	22,743%	\$ 13.452.732.496	22,248%	2,74%
Estrato 3	\$ 4.122.121.685	7,160%	\$ 4.049.976.119	6,698%	-1,75%
Estrato 4	\$ 800.340.351	1,390%	\$ 811.871.678	1,343%	1,44%
Estrato 5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Estrato 6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total Residencial	\$ 36.964.147.765	64,205%	\$ 39.198.011.110	64,824%	6,04%
Industrial	\$ 173.447.538	0,301%	\$ 299.528.143	0,495%	72,69%
Comercial	\$ 9.009.585.160	15,649%	\$ 9.245.614.372	15,290%	2,62%
Oficial	\$ 9.599.320.469	16,674%	\$ 9.814.716.393	16,231%	2,24%
Otros	\$ 1.825.588.651	3,171%	\$ 1.910.501.802	3,160%	4,65%
Total No Residencial	\$ 20.607.941.818	35,795%	\$ 21.270.360.710	35,176%	3,21%
TOTAL	57.572.089.583	100%	60.468.371.820	100%	5,03%

Fuente: SUI

En el sector residencial, el mayor ingreso facturado se genera en los estratos 1 y 2 ocupando un 55.65% y 56.78% para el 2014 y el 2015 respectivamente, por otra parte en el sector no residencial se destaca el uso oficial por tener mayor valor de consumo, sin embargo, el incremento en la variación porcentual se da en el Industrial.

4.5. INFORMACIÓN EN LA FACTURA

Se verificó el contenido de una factura emitida por ENELAR S.A. ESP de acuerdo a lo establecido en el artículo 42 de la Resolución CREG 108 de 1997 y se obtuvo lo siguiente:

Tabla 4.4. Verificación contenido de la factura con los requisitos mínimos de acuerdo a la Resolución CREG 108 de 1997

	REQUISITOS MÍNIMOS	ENELAR S.A. ESP
a.	Nombre de la empresa responsable de la prestación del servicio.	Cumple
b.	Nombre del suscriptor y dirección del inmueble receptor del servicio.	Cumple
c.	Estrato socioeconómico y clase de uso del servicio.	Cumple
d.	Período por el cual se cobra el servicio, consumo correspondiente a ese período y valor.	Cumple
e.	Lectura anterior del medidor de consumo, si existiere.	Cumple
f.	Lectura actual del medidor de consumo, si existiere.	Cumple
g.	Causa de la falta de lectura, en los casos en que no haya sido posible realizarla.	Cumple
h.	Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio y valor total de la factura.	Cumple
i.	Consumo en unidades físicas de los últimos seis (6) períodos, cuando se trate de facturaciones mensuales, y de los últimos tres (3) períodos, cuando se trate de facturaciones bimestrales; en defecto de lo anterior, deberá contener el promedio de consumo, en unidades correspondientes, al servicio de los seis (6) últimos meses.	Cumple

	REQUISITOS MÍNIMOS	ENELAR S.A. ESP
j.	Los cargos expresamente autorizados por la Comisión.	Cumple
k.	Valor de las deudas atrasadas.	Cumple
l.	Cuantía de los intereses moratorios, y señalamiento de la tasa aplicada.	Cumple
m.	Monto de los subsidios, y la base de su liquidación.	Cumple
n.	Cuantía de la contribución de solidaridad, así como el porcentaje aplicado para su liquidación.	Cumple
o.	Sanciones de carácter pecuniario.	Cumple
p.	Cargos por concepto de reconexión o reinstalación.	Cumple
q.	Otros cobros autorizados.	Cumple

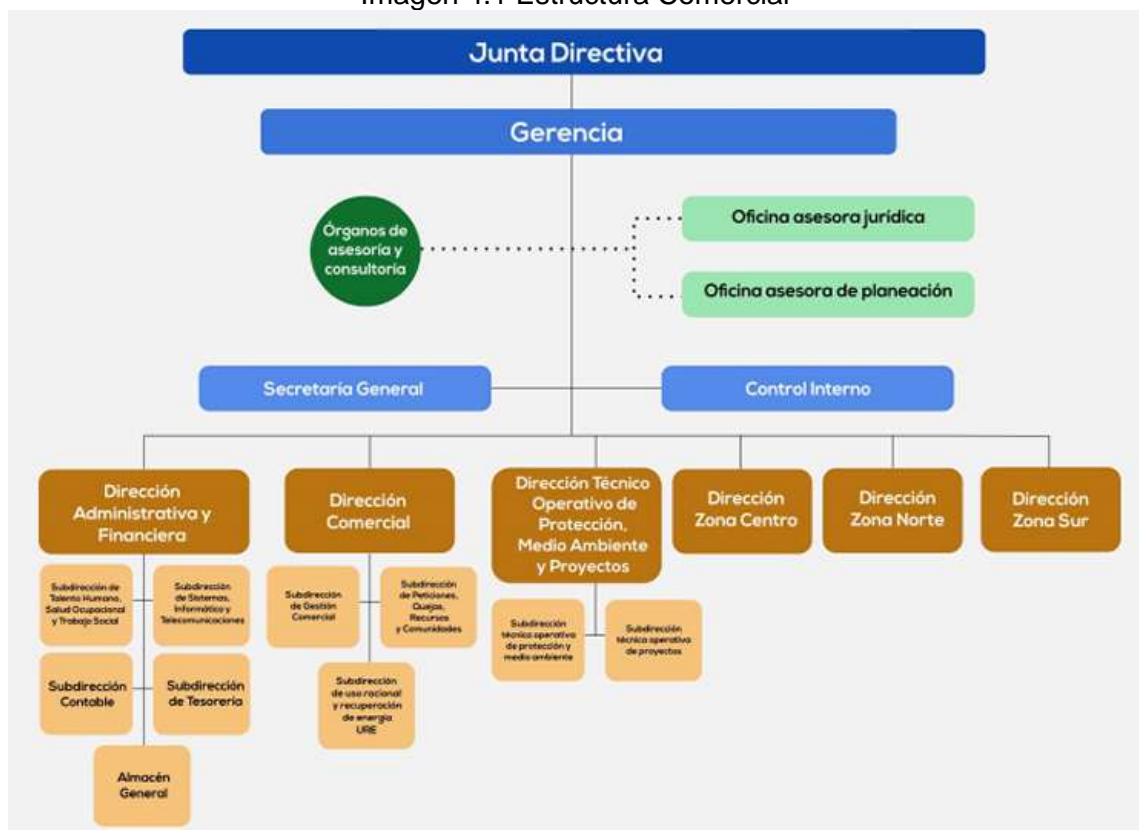
Fuente: Verificación DTGE

La factura revisada que emite ENELAR S.A. ESP permite identificar los requerimientos mínimos exigidos por la regulación vigente, cumpliendo así la misma.

La empresa suministró una serie de facturas aleatorias (15688306 – 15669606 - 15688681), en las cuales se pudo evidenciar la ausencia de la propiedad de los equipos, asimismo la firma del representante legal o de quien haga sus veces

4.6. ATENCIÓN COMERCIAL

Imagen 4.1 Estructura Comercial



Fuente: Página web prestador.

Dentro de las políticas de atención al público, se busca mejorar la atención comercial en oficinas, la percepción de agradabilidad por parte de los visitantes.

Asimismo, la Empresa en su gestión comercial de atención al usuario viene incorporando el acceso a medios electrónicos acorde con el avance de la tecnología y la informática y de fácil acceso al público en general.

Enelar cuenta con una página Web con links como pse, atención al usuario (atención virtual, PQR y líneas de atención) lo que permite a los clientes realizar de manera ágil y dinámica el pago de la factura, y consultar información referente a la prestación del servicio de energía eléctrica y demás información de interés.

Una Línea de Atención al Cliente con la que se pueden comunicar marcando 115 desde un teléfono fijo o al número (7) 885 2495 – (7) 885 8008, gestionando así rápidamente todos los requerimientos relacionados con la prestación del servicio de energía, reportar fallas, entre otras, las 24 horas del día.

La empresa en su página web cuenta con el link: “atención virtual”, el cual a pesar de estar habilitado no está en funcionamiento.

Imagen 4.2 Estructura Comercial



Fuente: Página web prestador.

4.6.1. Aviso de Interrupciones

Al respecto la empresa manifiesta contar con un programa planificado de interrupciones del servicio, los cuales son informados de forma oportuna a todos los usuarios afectados con una antelación normalmente superior a las 72 horas, en su página web se encuentra un link llamado “Desconexiones Programadas” donde se encuentra la programación del mes, se adjunta como evidencia.

Imagen 4.2. Avisos de desconexiones programadas



Fuente: Página web empresa

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

Se verificaron aspectos como las zonas en las cuales hace presencia la compañía con la disposición de oficinas comerciales o puntos de atención, trámite y respuestas, tiempos y calidad de la atención.

El área de influencia de la empresa es el departamento de Arauca, cuenta con la oficina principal en la capital del departamento de Arauca, y oficinas de atención a usuarios en los siete (7) Municipios, distribuidas así:

Tabla 4.5. – Oficinas de Atención al Usuario

SEDES ADMINISTRATIVAS	
1	Arauca
2	Arauquita
3	Cravo Norte
4	Fortul
5	Puerto Rondon
6	Saravena
7	Tame

Fuente: Página Web Empresa

4.6.3. Proceso de atención a clientes

El proceso de atención en las oficinas comerciales, 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 dispensador 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.

4.7. PETICIONES, QUEJAS Y RECLAMOS

Actualmente la Oficina de P.Q.R., cuenta con personal capacitado en lineamientos de atención al usuario, este equipo de trabajo se integra por dos profesionales en derecho, un judicante y un auxiliar comercial, por lo que se estima que esta unidad dispone de suficiente apoyo para el buen desarrollo de las actividades que allí se realizan.

Existe un enlace de fácil acceso a la página web (<http://enelar.com.co/contacto.php>) para la recepción de Peticiones, Quejas y Reclamos de acuerdo a los parámetros establecidos por el programa de Gobierno en Línea. También se encuentra disponible el correo electrónico (controinterno@gmail.com) para la interposición de P.Q.R. Estos dos mecanismos son administrados directamente por el Jefe de la Subdirección de P.Q.R.

A continuación se muestra la gestión de peticiones quejas y reclamos, PQR, recibidas en los centros de servicio, durante 2014 y 2015

Tabla 4.6. – Comparativo PQR's 2014 vs 2015 por causales

CAUSALES	2.014	2.015	VARIACION
Aforo o inconformidad con el aforo	181	84	-97
Alto consumo	7.656	10.524	2.868
Cobros inoportunos	1.475	3.318	1.843
Cobros por servicios no prestados	437	605	168
Dirección Incorrecta	99	37	-62
Cobro multiple	273	12	-261
Entrega y oportunidad de la factura	430	443	13
Error de lectura	1.936	1.643	-293
Falla en la prestación de servicio	337	520	183
Cobro de otros cargos de la empresa	125	408	283
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	47	21	-26
Calidad del servicio	310	739	429
Estrato	1.000	1.489	489
Subsidios y Contribuciones	508	360	-148
Tarifa cobrada	30	24	-6
Tasas e impuestos	3	2	-1
Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	510	1.616	1.106
Relacionada con cobros por promedios	185	620	435
Medidor o cuenta cruzada	81	38	-43
Pago sin abono a cuenta	1.525	1.597	72
Solidaridad	39	18	-21
Condiciones de seguridad o riesgo	663	386	-277
Revisiones alas instalaciones y medidor del usuario	6.007	3.772	-2.235
Cambio de medidor o equipo de medida	1.298	482	-816
normalizacion del servicio	25	14	-11
Suspensión por mutuo acuerdo	153	192	39
Terminación de contrato	424	73	-351
Otras inconformidades	3.743	4.876	1.133
TOTAL	29.500	33.913	4.413

Fuente: SUI

Las principales causales de PQR's en el 2.014 fueron error de lectura, alto consumo y relacionada con cobros por promedios con 599, 483 y 186 respectivamente, correspondiendo estas a casi el 69% del total.

Las causales menos recurrentes en este periodo son normalización del servicio y cobro múltiple.

Las principales causales de PQR's en el 2.015 fueron error de lectura, cobros por servicios no prestados y relacionada con cobros por promedios con 1.054, 240 y 108 respectivamente, las cuales equivalen a casi el 83% del total. Las causales menos recurrentes en este periodo son terminación de contrato y suspensión por mutuo acuerdo.

Tabla 4.7. Tiempos de respuesta PQR's

PQR		
Tiempo	2014	2015
≤ 15 Dias	1571	1501
> 15 Dias	270	189
Total	1.841	1.690

Fuente: SUI

Por otra parte, según la información adquirida del SUI la prestadora presentó demora en el tiempo de respuesta de 459 PQR de las 1.841 recibidas, evidenciándose una presunta violación al debido proceso.

4.8. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

Tabla 4.8. Comparativo Demanda 2014 - 2015

ESTRATO	2014	PARTICIP.	2015	PARTICIP.	VARIACIÓN	% VARIACIÓN
Estrato 1	46.300.156	51,10%	49.911.072	53,21%	3.610.916	7,80%
Estrato 2	32.203.470	35,54%	32.234.141	34,37%	30.671	0,10%
Estrato 3	10.137.093	11,19%	9.704.142	10,35%	(432.951)	-4,27%
Estrato 4	1.967.942	2,17%	1.949.016	2,08%	(18.926)	-0,96%
Total Residencial	90.608.661	100%	93.798.371	100%	3.189.710	3,52%
Industrial	466.012	0,85%	790.359	1,43%	324.347	69,60%
Comercial	22.705.318	41,29%	22.642.233	40,88%	(63.085)	-0,28%
Oficial	26.120.345	47,50%	26.101.428	47,12%	(18.917)	-0,07%
Provisional	14	0,00%	-	0,00%	(14)	-100,00%
Alumbrado Publico	5.698.608	10,36%	5.859.031	10,58%	160.423	2,82%
Total No Resid.	54.990.297	100%	55.393.051	100%	402.754	0,73%
TOTAL DEMANDA	145.598.958		149.191.422		3.592.464	2,47%

Fuente: SUI

Se puede observar que para los años en estudio la mayor concentración de demanda se encuentra en los estratos 1 y 2, en el sector residencial y para el sector no residencial, los usuarios oficial y comercial.

Asimismo, se observa un incremento porcentual en los residenciales y los no residenciales en un 3,52% y 0,73% respectivamente.

La mayor variación porcentual (69,60%) corresponde al industrial, el cual en el 2014 contaba con una demanda de 466.012 y para el 2015 de 790.359.

En general, la empresa obtuvo un crecimiento en la demanda, correspondiente a un 2.47%, en relación con el 2014.

4.9. CONTRATO DE CONDICIONES UNIFORMES

Tabla 4.9. Verificación contenido CCU

	Requerimientos	Disposición Regulatoria	ENELAR S.A. ESP
1	Identidad de la empresa oferente del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
2	Determinación del servicio público que ofrece.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
3	Condiciones que debe reunir el solicitante de un servicio y el inmueble para poder obtener el derecho a recibir el servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
4	Las obligaciones, deberes y derechos, que corresponden a cada una de las partes, los cuales deberán determinarse en forma expresa, clara y concreta.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
5	Exclusividad en la destinación del servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
6	Área geográfica claramente determinada, en la cual la empresa ofrece prestar el servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
7	Obligaciones del usuario en relación con la conexión y la propiedad de ésta.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
8	Niveles de calidad y continuidad con que prestará el servicio a sus suscriptores o usuarios.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
9	Transcripción del texto de las normas legales que establecen la responsabilidad de la empresa por falla en la prestación del servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
10	Causas por la cuales la empresa o el suscriptor o usuario pueden dar por terminado el contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
11	Derechos de cada una de las partes en caso de incumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de la otra. Con tal fin el contrato deberá indicar qué hechos permiten a la empresa imponer sanciones a los usuarios.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
12	Casos y condiciones en los cuales procede la cesión del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
13	Casos en los cuales se requiere el consentimiento de terceras personas a las cuales se preste el servicio en virtud del contrato, cuando este pretenda modificarse, suspenderse o terminarse.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
14	Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a la suspensión del servicio, y el procedimiento para ello.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
15	Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a resolver el contrato y al corte del servicio, así como el procedimiento para ello.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
16	Forma, tiempo, sitio y modo en los que la empresa hará conocer la factura de los suscriptores o usuarios y contenido mínimo de estas.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
17	Medidas que faciliten razonablemente a la empresa y al suscriptor o usuario verificar la ejecución o el cumplimiento del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
18	Facultades y obligaciones relativas a la instalación, mantenimiento, reposición y control del funcionamiento de los medidores.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
19	Procedimiento para medir el consumo, cuando razonablemente no sea posible hacerlo con instrumentos.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
20	Bienes y servicios que está obligado a pagar el suscriptor o usuario en desarrollo del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
21	Trámite que se dará a los recursos que presente el suscriptor o	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple

	Requerimientos	Disposición Regulatoria	ENELAR S.A. ESP
	usuario y funcionario (s) que debe resolverlos.		
22	Garantías que puede otorgar el suscriptor o usuario para respaldar el pago de las facturas, con sujeción a lo previsto en el inciso final del artículo 147 de la Ley 142 de 1994.	Res CREG 108/97, art 7°	Cumple
23	Parámetros de desviaciones significativas	Res CREG 108/97, art 37°	Cumple
24	Otros cobros. Revisión de instalaciones, transformadores y otros conceptos	Res CREG 108/97, art 27°	No Cumple
25	Costos de actividades de reconexión, reinstalación y como cuantificarlos	Res CREG 225/97, art 5°	No Cumple

Fuente: Verificación DTGE

4.10. CUMPLIMIENTO DE INFORMACIÓN PUBLICADA EN LA PÁGINA WEB

Tabla 4.10. Verificación cumplimiento información publicada en página web

	Requerimientos	ELECTROHUILA S.A. ESP
1	Resolución CREG 156 de 2011: Artículo 53. Información para los usuarios. Todos los agentes que desarrollen la actividad de Comercialización de energía eléctrica deberán incluir en su página web un enlace en el que únicamente se publique información actualizada sobre el proceso de cambio de comercializador	No Cumple
1.1	Un enunciado claro y conciso que informe sobre el derecho que le asiste al Usuario a elegir libremente su comercializador, haciendo hincapié en la diferencia entre la figura del comercializador y la del operador de red	No Cumple
1.2	El número de comercializadores que prestan el servicio en cada mercado de comercialización que atiende	No Cumple
1.3	El costo unitario de prestación del servicio a Usuarios regulados que ha aplicado en cada mercado de comercialización durante el mes correspondiente y cada uno de los doce (12) meses anteriores.	Cumple
1.4	Información sobre las clases de contrato ofrecidos por la empresa a cada tipo de Usuario.	Cumple
1.5	Información detallada sobre los requisitos y el procedimiento para el cambio de comercializador	No Cumple

Fuente: Verificación DTGE

La empresa deberá incluir en su página web toda la información necesaria para los usuarios en cuanto al tema de cambio de comercializador.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Tabla 5.1. Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2015	Resultado	Observación
Margen Operacional	13%	12%	no cumple
Cobertura de Intereses – Veces	22	25	si cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	46	76	no cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	25	3	si cumple
Razón Corriente – Veces	1,36	1,49	si cumple

Fuente: SUI

La empresa no cumple con dos de los referentes establecidos para el mercado, según la normativa establecida por la comisión de regulación para energía y gas combustible

(CREG), en su resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004, siendo la razón corriente y el margen operacional, la razón corriente se encuentra afectada por el valor negativo de la cuenta filiales.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

En esta sección se tendrá en cuenta dos puntos importantes que están relacionados con calidad y la oportunidad de la información, el primero corresponde a las reversiones solicitadas por el prestador ENELAR S.A E.S.P, y el segundo corresponde a los formatos que se encuentran pendientes por cargar al Sistema Único de Información – SUI durante el último año.

En la siguiente tabla se presenta las solicitudes de reversiones del prestador durante el año 2014-2015. Las reversiones son solicitudes de cambio de la información previamente cargada y certificada por el prestador en el Sistema Único de Información - SUI. Cada solicitud de reversión indica que el prestador ha cometido un error en el reporte de información en algún formato, ya sea comercial, técnico o financiero y debe ser modificada para garantizar la calidad y oportunidad de la misma.

Tabla 6.1. Solicitudes de reversión

Id. Solicitud	Fecha de Creación	Estado
5131	27/04/2015	TRAMITADA

Fuente DBSUI

Como se muestra en la tabla anterior, durante el 2015 se recibió 1 reversión de información. El estado en la que se encuentra es “tramitado”, es decir que fueron aprobadas las solicitudes presentadas por el prestador y actualmente se encuentra la nueva información cargada y certificada en el sistema SUI. En la siguiente tabla se detalla los formatos y las fechas de modificación de información.

Tabla 6.2. Formatos y fechas de modificación de información

Nom. formato	Actividad Plan Contable	Año	Periodo	Servicio
PLAN CONTABLE	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	2014	2	ENERGIA ELECTRICA

Fuente DBSUI

Con respecto a la oportunidad de cargue, esta se mide teniendo en cuenta el número de formatos habilitados y el número de formatos certificados por el prestador en cada periodo de cargue de información. Estos indicadores se calculan dependiendo la periodicidad del reporte del formato y se representa de manera porcentual, dando como resultado el número de formatos pendientes y su porcentaje de cargue.

En la siguiente tabla se representa la oportunidad de cargue de información del prestador para cada uno de los tópicos y los formatos habilitados durante el 2015. El porcentaje se presenta de forma mensual, trimestral, semestral y anual dependiendo del periodo de reporte de cada uno según lo establecido en las resoluciones de cargue de información al SUI.

Tabla 6.3. Oportunidad cargue de información

Topico	Formato/Formulario	Año	MENSUAL	ANUAL	TRIMESTRAL	SEMESTRAL
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	450-FORMATO 13	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	453-FORMATO 16	2015	NaN	NaN	100	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	458-FORMATO 21	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	443-FORMATO 6	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	ENE-C-1004-Comercializadores dentro del Mercado	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	452-FORMATO 15	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	448-FORMATO 11	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1371-FORMATO 1 - 597 EMGESA S.A. E.S.P	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	5017-FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	454-FORMATO 17	2015	NaN	100	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	457-FORMATO 20	2015	NaN	NaN	100	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1392-FORMATO 1 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1393-FORMATO 1 - 2322 VATIA	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1360-FORMATO 1 - 480 ISAGEN	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1448-FORMATO 2 - 599 ENELAR E.S.P.	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	451-FORMATO 14	2015	NaN	NaN	NaN	100
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1482-FORMATO 3 - 599 ENELAR E.S.P.	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1434-FORMATO 1 - 23330 PEESA	2015	100	NaN	NaN	NaN
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	1372-FORMATO 1 - 599 ENELAR E.S.P	2015	100	NaN	NaN	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	465-FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES	2015	NaN	NaN	100	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	442-FORMATO 5	2015	91,66666667	NaN	NaN	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	1025-INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - ALIMENTADORES	2015	100	NaN	NaN	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	1026-INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - TRANSFORMADORES VARIOS MERCADOS	2015	100	NaN	NaN	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	456-FORMATO 19	2015	NaN	NaN	100	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	463-FORMATO 25	2015	NaN	NaN	NaN	50
TÉCNICO OPERATIVO	441-FORMATO 4	2015	100	NaN	NaN	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	455-FORMATO 18	2015	NaN	100	NaN	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	460-FORMATO 23	2015	NaN	100	NaN	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	461-FORMATO 24	2015	NaN	100	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	871-CUENTAS POR PAGAR ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	100
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	875-CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	872-FLUJO DE CAJA PROYECTADO ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	870-CUENTAS POR COBRAR ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	100

ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	874-ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	873-CONCEPTOS FLUJO DE CAJA ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	876-BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	877-CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395	2015	NaN	100	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	795-COSTOS Y GASTOS ENERGIA	2015	NaN	100	NaN	100

Fuente SUI

En promedio la prestador presenta un porcentaje de cargue del 100% es decir que para el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2015, actualmente, no tiene pendiente formatos de información por cargar al sistema.

7. ACCIONES DE LA SSPD

A continuación se muestra la información suministrada por la Dirección de Investigación de Energía y Gas Combustible:

Tabla 7.1. Acciones de la SSPD frente a la empresa

No. ORDEN	EXPEDIENTE	SERVICIO	EMPRESA	CAUSAL	ESTADO ACTUAL
195	2016240350600010E	ENERGIA	ENELAR	Incumplimiento de normas Técnicas	INFORME DE GESTION

Fuente: Dirección de Investigaciones de Energía y Gas Combustible

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Financieras

- Con respecto a la Utilidad neta de la vigencia 2015 siendo positiva en \$501 millones debido a la reducción de \$ 3.013 millones de los otros gastos.
- por lo cual se deben adelantar acciones para mejorar su nivel de ingresos y reducir sus costos y gastos. Los riesgos de viabilidad financiera por la generación de resultados negativos recurrentes son altos si se continúa con esta situación.
- De acuerdo a lo cargado en el SUI, se observó que la empresa no cumplió con el cargue de los anexos, puesto que al revisar se encontraron los certificados de cargue del plan contable, de acuerdo a lo establecido por:

Resolución SSPD 20061300025985, la cual señala que:

“

- Los resultados para la empresa ENELAR, en el negocio de energía eléctrica, son desfavorables, en su operación dado que a pesar de la reducción significativa de los gastos operacionales del 20.99% presento una pérdida operacional para el año 2015 de \$ 70 millones.

R (...)

Los prestadores de servicios Públicos deberán adjuntar como anexos al Carque del Plan de Contabilidad en el SUI para la información anual como documentos pdf, tiff o doc los estados financieros básicos a 31 de diciembre como: Balance General, Estado de resultados, flujo de efectivo, cambios en la posición financiera, cambios en el patrimonio, notas a los estados financieros y actas de aprobación de los estado financieros Subrayado Fuera del texto (...)
Subrayado fuera del texto.

Teniendo en cuenta la regulación anterior, sin perjuicio de las acciones que se puedan derivar por el presunto incumplimiento en que se encuentra incurso la empresa, le solicito cargar de manera inmediata en el Sistema Único de Información -SUI-, la información solicitada anteriormente.

Comerciales

- Se recomienda a la prestataria emprender acciones para disminuir las PQR's.
- La empresa en su página web cuenta con el link: "atención virtual", el cual a pesar de estar habilitado no está en funcionamiento, por lo que es deber de la prestadora garantizar el debido proceso a los usuarios brindándole respuesta oportuna a sus peticiones, quejas y/o reclamos; de tal manera, si este canal de atención no cumple con la misión para la cual fue creado, se recomienda que se verifique la correcta ejecución del módulo de atención virtual, o en su defecto sea eliminado de la página web.
- La prestadora presentó demora en el tiempo de respuesta de 459 PQR de las 1.841 recibidas, evidenciándose una presunta violación al debido proceso.
- Se deberá incluir en las facturas la firma del representante legal o de quien haga sus veces, adicionalmente la propiedad de los equipos.
- La empresa deberá incluir en su página web toda la información necesaria para los usuarios en cuanto al tema de cambio de comercializador.
- Se deberá incluir en el CCU los costos por bienes y/o servicios prestados por la empresa tales como instalación, reconexión y demás.

Tarifarias

- Si bien es cierto que la coyuntura climática del fenómeno del niño, afectó particularmente los últimos meses del año 2015, ENELAR E.S.P., mostró niveles aceptables de exposición a bolsa, sin embargo lo que realmente impactó de manera considerable los costos unitarios de prestación del servicio fue la actualización del cargo base de comercialización aprobado por resolución particular por parte de la CREG.
- La actualización del cargo base de comercialización supuso un incremento del 89% entre los meses de octubre y noviembre y fijó una senda más alta en la tendencia del CU. A la fecha de presentación de este informe, ENELAR E.S.P., ha atraviesa un situación compleja por reclamaciones de la comunidad, derivadas del incremento en tarifas. Para solventar en alguna medida, la ESP, ha aplicado la Opción de Tarifaria de la Resolución CREG No. 168 de 2008 a

partir del mes de marzo. Por otra parte se ha requerido información sobre insumos para el cálculo del CU y ésta se encuentra en proceso de verificación. Los resultados establecerán la necesidad de una visita in situ para confrontar posibles hallazgos

Proyectó: Andrea Paola Ahumada Forigua – Profesional DTGE
Proyectó: Rodrigo Arturo Marín – Profesional DTGE
Proyectó: Paola Peñaranda B – Profesional DTGE
Proyectó: Felliny Salamanca Arias – Profesional Especializado DTGE
Proyectó: Héctor Leonardo Garzón – Profesional SDEGC