

## **1 IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR**

**1.1 Nombre o razón social: AIR-E SAS ESP**

**1.2 NIT: 901380930 - 2**

**1.3 ID (SUI - RUPS): 48307**

**1.4 Servicio Público Domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección: Energía Eléctrica**

**1.5 Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Distribución y Comercialización**

**1.6 Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 23 de abril de 2020**

## **2 IDENTIFICACIÓN DE LA ACCIÓN DE VIGILANCIA E INSPECCIÓN REALIZADA:**

**2.1 Año del programa al que pertenece la acción: 2023**

**2.2 Clase acción: Vigilancia \_\_\_ Inspección X**

**2.3 Motivo de la acción: Especial X Detallada \_\_\_ Concreta \_\_\_**

**2.4 Origen causal de la acción: Clasificación de nivel de riesgo \_\_\_ Perfilamiento de riesgo X Evaluación de Gestión y Resultados \_\_\_ Monitoreo de planes \_\_\_ Denuncia ciudadana (Petición de interés general) \_\_\_ Otros X**

**2.5 Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Carrera 57 No 99A - 65 Torres del Atlántico. Torre Sur 302. Barranquilla, Atlántico.**

### **3 DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN**

**3.1 Criterios evaluados: Aspectos administrativos, financieros, comerciales, técnicos operativos, gestión del riesgo, reglas de comportamiento y reporte de información al SUI.**

**3.2 Marco temporal de evaluación: 2023**

### **4 DESCRIPCIÓN DE LO DESARROLLADO:**

**4.1 Información fuente usada:**

AIR-E, a través de los radicados No. 20245291752052 y 20245291774762 del 25/04/2024 remite la información solicitada en el marco de la evaluación integral. La misma fue complementada en la fecha de la visita los días 20 a 24 de mayo de 2024 registrada en acta.

Adicionalmente, se utiliza información reportada al Sistema Único de Información (SUI)

**4.2 Requerimientos realizados:**

La Dirección Técnica de Gestión de Energía – DTGE, requirió a la empresa con radicado SSPD No. 20242201018841 del 26 de marzo de 2024, sobre información referente de cada uno de los aspectos que se evaluaría en el transcurso de toda la evaluación integral. Asimismo, mediante comunicación SSPD No. 20242201553301 del 06 de mayo de 2024 y alcance SSPD No. 20242201682581 del 14 de mayo de 2024, la Superintendencia informó de los aspectos a revisar en el marco de la visita de inspección de la Evaluación Integral.

**4.3 Estado de respuesta de requerimientos:**

La empresa respondió mediante radicados SSPD 20245291752052 y 20245291774762 del 25/04/2024 y correo electrónico con acceso a la información con radicado 20245291746832 del 24/04/2024, de igual manera la información se complementó en la visita de inspección.

## 5 EVALUACIONES REALIZADAS:

### 5.1. Descripción General de la Empresa

La empresa AIR-E SAS ESP (en adelante AIR-E.), se constituyó el día 23 de abril de 2020 y su última fecha de actualización en RUPS fue el día 09 de enero de 2024. Está clasificada para el sistema interconectado nacional para las actividades de Distribución y Comercialización.

La empresa atiende usuarios principalmente en los departamentos de Atlántico, Magdalena y Guajira, siendo la principal en estas áreas geográficas, en la **Tabla 1**, se relacionan los datos generales del prestados:

**Tabla 1. Datos Generales del prestador**

<b>Tipo de Sociedad:</b>	Sociedad Por Acciones Simplificada
<b>Razón Social</b>	AIR-E SAS ESP
<b>Sigla:</b>	AIR-E.
<b>Nit:</b>	901380930 - 2
<b>ID RUPS:</b>	48307
<b>Representante Legal</b>	Santiago Posso Marmolejo
<b>Actividades Desarrolladas</b>	Distribución Comercialización
<b>Año de Entrada en Operación</b>	2020
<b>Auditor – AEGR:</b>	GESTIÓN Y RESULTADOS S.A.S.
<b>Clasificación:</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>Fecha Última de Actualización RUPS:</b>	09 Enero 2024

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Con relación a la planta de personal se toma la última información disponible a diciembre de 2023, en total la prestadora tiene 1380 cargos, de los cuales a esta fecha están provistos 133, en la **Tabla 2** muestra la composición por orden jerárquico.

**Tabla 2 Planta de Personal**

<b>Territorial</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Atlántico	1003	1075	977
Bogotá	0	0	1
Bolívar	35	35	33
Magdalena	210	208	188
Guajira	120	123	118
Risaralda	0	0	19
<b>Total</b>	<b>1368</b>	<b>1441</b>	<b>1336</b>
<b>Mujeres</b>	<b>566</b>	<b>Hombres</b>	<b>770</b>

Fuente: AIR-E

### 5.1.1. Aspectos Financieros

AIR-E SAS ESP se encuentra clasificada bajo normas internacionales de información financiera - NIIF dentro del marco normativo para Grupo 1

Los Estados Financieros del 2023, se encuentran firmados por Santiago Posso Marmolejo, Jairo Andrés Cardona, y María Camila Rodelo Mier, quienes desempeñan los cargos de Representante Legal, Contador y Revisora Fiscal designada por la firma Ernst & Young Audit SAS.

### 5.1.2. Estado de Situación Financiera

La empresa AIR-E SAS ESP es una empresa ubicada bajo la norma internacional en el grupo 1 según Resolución 414 de la Contaduría General de la Nación, con relación al tamaño de la empresa y tomando la referencia del Decreto 1074 de 2015, se cataloga como gran empresa por tener ingresos superiores a 5 596 305 812 COP en el sector de servicios.

**Tabla 3 Estado de Situación Financiera**

<b>Concepto</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>Análisis Horizontal %</b>	<b>Análisis Vertical %</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	249.923.405.000	236.766.917.000	5,56	5,97
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	783.968.391.000	638.255.222.000	22,83	18,73
Otras cuentas por cobrar corrientes	37.994.499.000	21.994.278.000	72,75	0,91
<b>Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes</b>	<b>821.962.890.000</b>	<b>660.249.500.000</b>	<b>24,49</b>	<b>19,64</b>

Concepto	2023	2022	Análisis Horizontal %	Análisis Vertical %
Inventarios corrientes	87.322.944.000	98.655.830.000	-11,49	2,09
Activos por impuestos corrientes	221.451.905.000	93.396.243.000	137,11	5,29
Otros activos financieros corrientes	27.795.513.000	24.738.268.000	12,36	0,66
Otros activos no financieros corrientes	306.568.509.000	176.486.100.000	73,71	7,32
<b>Activos corrientes totales</b>	<b>1.715.025.166.000</b>	<b>1.290.292.858.000</b>	<b>32,92</b>	<b>40,98</b>
Propiedades, planta y equipo	1.616.043.294.000	1.512.270.754.000	6,86	38,61
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes	28.100.557.000	20.589.085.000	36,48	0,67
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	6.883.703.000	6.400.459.000	7,55	0,16
<b>Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes</b>	<b>34.984.260.000</b>	<b>26.989.544.000</b>	<b>29,62</b>	<b>0,84</b>
Activos por impuestos diferidos	744.034.354.000	1.050.756.748.000	-29,19	17,78
Activos intangibles distintos de la plusvalía	64.668.827.000	68.703.906.000	-5,87	1,55
Otros activos financieros no corrientes	10.733.355.000	197.391.659.000	-94,56	0,26
<b>Total de activos no corrientes</b>	<b>2.470.464.090.000</b>	<b>2.856.112.611.000</b>	<b>-13,50</b>	<b>59,02</b>
<b>Total de activos</b>	<b>4.185.489.256.000</b>	<b>4.146.405.469.000</b>	<b>0,94</b>	<b>100,00</b>
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	21.400.281.000	15.925.613.000	34,38	0,51
Otras provisiones corrientes	46.273.221.000	3.547.483.000	1.204,40	1,11
<b>Total provisiones corrientes</b>	<b>67.673.502.000</b>	<b>19.473.096.000</b>	<b>247,52</b>	<b>1,62</b>
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	353.645.052.000	279.418.791.000	26,56	8,45
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	424.644.019.000	242.842.756.000	74,86	10,15
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	514.744.717.000	390.227.447.000	31,91	12,30
<b>Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes</b>	<b>1.293.033.788.000</b>	<b>912.488.994.000</b>	<b>41,70</b>	<b>30,89</b>
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	23.426.824.000	22.511.556.000	4,07	0,56
Obligaciones financieras corrientes	170.409.812.000	105.429.235.000	61,63	4,07
Otros pasivos financieros corrientes	6.448.769.000	4.968.988.000	29,78	0,15
Otros pasivos no financieros corrientes	54.930.039.000	93.196.214.000	-41,06	1,31
<b>Pasivos corrientes totales</b>	<b>1.615.922.734.000</b>	<b>1.158.068.083.000</b>	<b>39,54</b>	<b>38,61</b>
Provisiones no corrientes	0	17.241.764.000	-100,00	0,00
<b>Total provisiones no corrientes</b>	<b>0</b>	<b>17.241.764.000</b>	<b>-100,00</b>	<b>0,00</b>
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes no corrientes	68.850.415.000	21.093.282.000	0	1,64
<b>Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes</b>	<b>68.850.415.000</b>	<b>21.093.282.000</b>	<b>226,41</b>	<b>1,64</b>

Concepto	2023	2022	Análisis Horizontal %	Análisis Vertical %
Obligaciones financieras no corrientes	345.548.682.000	240.282.287.000	43,81	8,26
Otros pasivos financieros no corrientes	4.304.406.000	1.726.444.000	149,32	0,10
Otros pasivos no financieros no corrientes	172.597.300.000	627.340.079.000	-72,49	4,12
<b>Total de pasivos no corrientes</b>	<b>591.300.803.000</b>	<b>890.442.092.000</b>	<b>-33,59</b>	<b>14,13</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>2.207.223.537.000</b>	<b>2.048.510.175.000</b>	<b>7,75</b>	<b>52,74</b>
Capital emitido	2.365.234.397.000	2.365.234.397.000	0,00	56,51
Ganancias acumuladas	-386.968.678.000	-267.339.103.000	44,75	-9,25
<b>Patrimonio total</b>	<b>1.978.265.719.000</b>	<b>2.097.895.294.000</b>	<b>0,60</b>	<b>47,26</b>
<b>Total de patrimonio y pasivos</b>	<b>4.185.489.256.000</b>	<b>4.146.405.469.000</b>	<b>-0,20</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Verificando el Estado de Situación Financiera relacionado en la **Tabla 3**, encontramos que los activos del servicio de energía en la vigencia 2023 se poseen en 4 185 489 millones COP, 0.94% mayor al presentado en la vigencia 2022, en cuanto a los pasivos se incrementaron en 7,75 puntos porcentuales pasando de 2 048 510 millones COP en 2022 a 2 207 223 millones COP en 2023, el patrimonio disminuyó 0.2% ubicándose para el servicio de energía en diciembre 31 de 2023 en 1 978 266 millones COP.

El rubro más representativo dentro del activo es la Propiedad Planta y Equipo con 38.61%, lo cual es lógico teniendo en cuenta que es la distribución de energía una de sus actividades más representativas y para poder generar ingresos importantes es necesario tener una infraestructura de unidades constructivas de redes eléctricas, subestaciones y otras asociadas a esta actividad, el siguiente rubro en importancia del activo son los impuestos compuestos por impuesto diferido 17.78% e impuestos corrientes 5.29%, lo siguen en magnitud la cartera del servicio con 19.40%

Con relación al financiamiento de la empresa este se compone principalmente de los siguientes rubros: 52.74% con terceros y 47.26% con accionistas; en cuanto al apalancamiento con terceros sus principales pasivos son, 61,70% cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar, Obligaciones financieras 23.38%, otros pasivos no financieros 10,31%, ingresos recibidos por anticipados no corrientes 14.62%.

El patrimonio del servicio de energía asciende a 1 978 266 millones COP, 119 629 millones COP inferior a la vigencia 2022, la empresa viene disminuyendo el valor aportado por los accionistas por cuanto a la fecha para el servicio de energía se vienen presentando pérdidas acumuladas por 386 970 millones COP que hacen perder el valor del capital emitido que ascendía a 2 365 234 millones COP

➤ **Cartera de la prestación del Servicio**

La cartera del servicio es de los rubros más relevantes de la empresa, dado que acumula los saldos adeudados tanto por los usuarios como el Ministerio de Energía de Minas en la prestación del servicio público de energía eléctrica. La **Tabla 4** muestra las condiciones a diciembre de 2023 de los diferentes estratos, el estrato 2 que mantiene una mayor deuda con la empresa 3 206 995 millones COP seguido por el Residencial Estrato 1 con 12 412 millones y Alumbrado público con 5 556 millones COP.

El deterioro acumulado a diciembre de 2023 corresponde a 4 075 615 millones COP equivalente al 83% del total cartera vigente.

**Tabla 4 Cartera del Servicio por Estrato Socioeconómico**

Concepto	Corriente	No Corriente	Total Cartera	Deterioro de Cartera	Cartera por Cobrar	%
<b>Total Operador de red</b>	<b>2.931.523.000</b>	<b>331.510.000</b>	<b>5.103.733.000</b>	<b>3.263.033.000</b>	<b>1.840.700.000</b>	<b>64%</b>
Residencial Estrato 1	2.580.774.434.000	230.850.683.000	3.206.994.805.000	2.811.625.117.000	395.369.688.000	88%
Residencial Estrato 2	470.725.732.000	36.257.062.000	579.481.800.000	506.982.794.000	72.499.006.000	87%
Residencial Estrato 3	180.809.787.000	13.614.900.000	222.214.493.000	194.424.687.000	27.789.806.000	87%
Residencial Estrato 4	31.455.706.000	1.703.660.000	37.870.953.000	33.159.366.000	4.711.587.000	88%
Comercial	338.876.956.000	22.137.284.000	412.426.895.000	360.975.361.000	51.451.534.000	88%
Industrial	38.031.487.000	1.830.535.000	45.516.138.000	39.862.022.000	5.654.116.000	88%
Oficial	55.639.409.000	2.459.649.000	66.328.183.000	58.099.058.000	8.229.125.000	88%
Alumbrado público	4.925.594.000	291.203.000	5.959.099.000	5.216.797.000	742.302.000	88%
Usuarios no regulados	34.522.167.000	3.903.918.000	60.102.517.000	38.426.085.000	21.676.432.000	64%
Otros	218.771.096.000	0	218.771.096.000	0	218.771.096.000	0%
<b>Total Comercialización</b>	<b>3.977.277.691.000</b>	<b>313.845.536.000</b>	<b>4.882.580.379.000</b>	<b>4.072.352.131.000</b>	<b>810.228.248.000</b>	<b>83%</b>
<b>Total Cuentas por cobrar Servicio de Energía Eléctrica</b>	<b>3.980.209.214.000</b>	<b>314.177.046.000</b>	<b>4.887.684.112.000</b>	<b>4.075.615.164.000</b>	<b>812.068.948.000</b>	<b>83%</b>

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Como complemento al detalle de cartera y evidenciando que la empresa efectúa unos deterioros importantes por no pago de facturación, se realiza una verificación de la situación del recaudo de la empresa, según información cargada al SUI respecto a la cartera puesta al cobro a los usuarios de los diferentes estratos sociales para la actividad de comercialización

solamente ser recupera el 69.62%, siendo los usuarios subnormales con el 0.98% los de menor capacidad de pago seguido por el estrato 1 con el 39.69%, la **Tabla 5** muestra el comportamiento para todos los meses del año 2023

**Tabla 5 Recaudo Cartera vigencia 2023**

Concepto	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	octubre	Nov.	Dic.
<b>Energía eléctrica</b>	<b>69,57%</b>	<b>60,88%</b>	<b>75,66%</b>	<b>67,21%</b>	<b>73,56%</b>	<b>74,30%</b>	<b>73,26%</b>	<b>70,71%</b>	<b>70,95%</b>	<b>73,46%</b>	<b>66,18%</b>	<b>70,71%</b>
<b>Operador de red</b>	<b>99,95%</b>	<b>41,01%</b>	<b>163,18%</b>	<b>100,05%</b>	<b>100,27%</b>	<b>99,34%</b>	<b>100,57%</b>	<b>100,62%</b>	<b>99,89%</b>	<b>100,05%</b>	<b>100,07%</b>	<b>97,96%</b>
Cargo por uso de usuarios no regulados	99,95%	41,01%	163,18%	100,05%	100,27%	99,34%	100,57%	100,62%	99,89%	100,05%	100,07%	97,96%
<b>Comercialización</b>	<b>67,83%</b>	<b>61,98%</b>	<b>71,31%</b>	<b>65,37%</b>	<b>72,21%</b>	<b>73,00%</b>	<b>72,03%</b>	<b>69,46%</b>	<b>69,74%</b>	<b>72,32%</b>	<b>64,91%</b>	<b>69,62%</b>
Residencial Estrato 1	38,74%	32,42%	34,24%	33,93%	37,56%	36,25%	41,27%	35,63%	36,82%	36,08%	28,94%	31,69%
Residencial Estrato 2	76,29%	65,69%	71,28%	65,32%	70,16%	71,16%	74,16%	69,15%	71,61%	73,87%	63,29%	69,41%
Residencial Estrato 3	92,62%	81,88%	86,61%	79,18%	83,87%	87,28%	86,76%	81,24%	83,97%	86,16%	81,11%	87,96%
Residencial Estrato 4	92,57%	87,86%	93,99%	86,11%	90,71%	93,58%	92,51%	89,97%	92,27%	94,77%	89,25%	94,40%
Residencial Estrato 5	93,77%	90,23%	93,23%	87,02%	93,46%	92,61%	93,66%	90,78%	95,91%	92,96%	93,01%	95,53%
Residencial Estrato 6	92,79%	93,36%	93,83%	86,01%	95,65%	95,74%	92,36%	94,10%	95,79%	93,21%	90,12%	95,09%
Usuarios subnormales	4,16%	3,87%	4,88%	4,47%	4,82%	4,89%	4,01%	3,81%	2,61%	0,93%	0,75%	0,98%
Comercial	74,79%	72,09%	75,61%	71,25%	86,17%	90,16%	84,02%	84,70%	93,85%	86,21%	85,77%	88,49%
Industrial	59,84%	70,50%	80,74%	69,75%	81,95%	102,98%	90,89%	88,90%	56,20%	88,36%	88,89%	90,08%
Oficial	55,22%	59,22%	62,26%	58,65%	69,20%	69,36%	75,50%	64,47%	70,92%	62,79%	60,68%	80,81%
Alumbrado Público	60,64%	10,51%	122,71%	70,11%	42,81%	33,44%	63,08%	44,48%	67,30%	51,47%	29,91%	38,03%
Usuarios no regulados	97,39%	80,26%	125,09%	99,42%	101,04%	99,27%	98,29%	95,69%	96,99%	97,18%	97,86%	96,89%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

➤ **Propiedad Planta y Equipo**

Por el objeto de la empresa, son estos activos los que sustentan la mayor porción de recursos con los que se generan los beneficios en la actividad económica de energía eléctrica. En la **Tabla 6** las redes y cables y las denominadas plantas (subestaciones de energía) suman 2 296 313 millones COP, equivalente al 75.10% de la propiedad planta y equipo, le siguen la maquinaria y equipo relacionadas con estos rubros con 593 192 millones COP, la depreciación de los activos asciende a 1 441 616 millones COP, dejando un valor neto de propiedad planta y equipo por el orden de 1 616 043 millones COP como se puede observar en la **Tabla 6**.

**Tabla 6 Propiedad Planta y Equipo**

Concepto	2023	%	2022	Aumento	% Crecimiento
Terrenos	40.445	1,32%	40.432	13	0%
Edificios	30.879	1,01%	15.504	15.375	99%
Construcciones y edificaciones	49.166	1,61%	49.156	10	0%
Maquinaria y equipo	593.192	19,40%	530.159	63.033	12%
Equipo de cómputo y comunicación	47.120	1,54%	46.035	1.085	2%
Equipo de transporte terrestre	544	0,02%	544	0	0%

Concepto	2023	%	2022	Aumento	% Crecimiento
<b>Propiedades, planta y equipo, información especial [sinopsis]</b>	<b>761.346</b>	<b>25%</b>	<b>681.830</b>	<b>79.516</b>	12%
Subestaciones	1.052.469	34,42%	1.019.753	32.716	3%
Redes Líneas y cables	1.243.844	40,68%	1.181.644	62.200	5%
<b>Total propiedades, planta y equipo, importe en libros en términos brutos</b>	<b>3.057.659</b>	<b>100%</b>	<b>2.883.227</b>	<b>174.432</b>	6%
Depreciación acumulada propiedades, planta y equipo	1.441.616		1.369.956		5%
<b>Total de propiedades, planta y equipo</b>	<b>1.616.043</b>	<b>100%</b>	<b>1.513.271</b>	<b>174.432</b>	6%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Las exigencias regulatorias para la calidad y continuidad del servicio establecidas por la Comisión de Regulación en su Resolución 015 de 2018 hacen que la empresa deba tener unos requerimientos importantes en materia de inversión, el aumento de la propiedad planta y equipo sumó 6%, los rubros que tienen que ver con unidades constructivas y activos eléctricos 4% incluyendo redes, plantas y construcciones en curso, cifra que puede estar por debajo de los requisitos establecidos en la citada Resolución, sin embargo es importante aclarar que la medición de las inversiones no se efectúa a valor de costo de compra, este se mide a valor de unidad constructiva con precios establecidos por la Comisión de Regulación para Energía y Gas Combustible (CREG) de 2017.

Como materia de comparación con fuente AIR-E se establece la relación de crecimiento de las inversiones a costo histórico contable v/s el valor reconocido por unidades constructivas, la **Tabla 7** muestra que del total de activos eléctricos ingresados a la contabilidad solo se les reconoce a la prestadora una parte como inversión que va a ser remunerada por tarifa, para el año 2021 se reconoce el 90%, para la vigencia 2022 el 55% y para la vigencia 2023 el 63%

**Tabla 7** Información Financiera Activos Eléctricos - Información ejecutada aprobada  
 Inversiones infraestructura eléctrica

INFORMACION ACTIVOS ELECTRICOS CON VALOR DE COSTO (ESTADOS FINANCIEROS)			
Concepto	2021	2022	2023
Activos Eléctricos	410.812	490.226	191.244
Líneas Distribución Energía	124.026	192.602	71.085
Líneas Distribución Energía En Curso	15.990	36.202	16.298
Subestaciones Distribución Energía	152.901	123.740	35.517
Macro medidores	117.792	91.255	27.970

Medidores De Energía	0	45.870	35.498
Subestaciones Distribución Energía En Curso	103	557	4.876
<b>Total general</b>	<b>473.420</b>	<b>533.919</b>	<b>199.957</b>

<b>INFORMACIÓN ACTIVOS VALORADOS A UNIDADES CONSTRUCTIVAS SEGÚN LA CREG</b>			
<b>Concepto</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Transformadores de potencia	38.933	12.042	0
Compensaciones	913	1.505	0
Bahías y celdas	64.723	27.989	65
Equipos de control y comunicaciones	28.275	12.632	1.015
Equipos de subestación	5.217	13.104	4.744
Otros activos subestación	23.256	9.937	0
Líneas aéreas	125.525	120.464	26.518
Líneas subterráneas	15.096	13.038	13.882
Equipos de línea	22.670	5.569	8.044
Centro de control	50.981	6.374	37.324
Transformadores de distribución	43.688	54.379	31.469
Redes de distribución	8.922	15.352	1.922
<b>Total general</b>	<b>428.198</b>	<b>292.385</b>	<b>124.982</b>
<b>Porcentaje de diferencia valor inversión ejecutada aprobada CREG V/S Inversiones en activos eléctricos de estados financieros</b>	<b>90%</b>	<b>55%</b>	<b>63%</b>

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

### ➤ Otros Activos

En este literal reuniremos rubros diferentes a la cartera del servicio y la propiedad planta y equipo, corresponde a 42%, se componen por, efectivo y equivalentes de efectivo 249 923 millones COP, otras cuentas por cobrar 44 878 millones COP, activos por impuestos 965 486 millones COP, otros activos no financieros 317 301 millones COP, activos intangibles distintos a plusvalía 64 669 millones COP, inventarios corrientes 87 323 millones COP

Al respecto de estos rubros nos remitiremos a revelar la información consignada en los estados financieros así (Ver, **Figura 1**, **Figura 2** y **Figura 3**)

**Figura 1 Efectivo y equivalentes de efectivo**

## 6. Efectivo y equivalentes de uso restringido

Air-e tiene restricciones sobre el efectivo y equivalentes al efectivo detallados a continuación:

Fondo	2023	2022
Proyectos Conpes 3966	29.682	63.111
Proyectos Conpes 3910	3.443	4.552
Efectivo en cuenta custodia XM	112.758	101.882
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo de uso restringido</b>	<b>145.883</b>	<b>169.545</b>

El efectivo restringido relacionado con Conpes se utilizará en proyectos para mejoramiento de infraestructura eléctrica en los próximos 12 meses y el efectivo en cuenta custodia corresponde a recursos de corto plazo para utilizar en compra de energía en el mercado mayorista.

Durante el año en curso y períodos comparativos, Air-e no realizó actividades de inversión y de financiamiento que no impliquen movimiento de efectivo.

Fuente: AIR.E Notas a los Estados Financieros

### Figura 2 Inventarios Nota 11 estados financieros

Incluye los materiales para la prestación de servicios en poder de terceros, que son aquellos entregados a los contratistas que ejecutan actividades relacionadas con la prestación de servicios.

El costo de los inventarios reconocido como costo de la prestación del servicio durante el período con respecto a las operaciones continuas en el estado de resultados corresponde a \$11.319 (2022 \$21.333). Durante el período no se presentaron disminuciones de los inventarios al valor neto realizable ni reversiones de rebajas de valor.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, Air-e no mantiene inventarios comprometidos como garantía de pasivos.

Fuente: AIR.E Notas a los Estados Financieros

### Figura 3 Activos no financieros Nota 10 Estados Financieros

	2023	2022
Anticipos a proveedores <sup>(1)</sup>	292.167	166.825
Gastos pagos por anticipado <sup>(2)</sup>	11.103	7.911
Otros	3.298	1.750
<b>Total</b>	<b>306.568</b>	<b>176.486</b>
Corriente	306.568	176.486

<sup>(1)</sup> Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la composición de esta línea corresponde a anticipos para compra de energía en bolsa y contratos con generadores por \$248.291 y \$131.019, anticipos a contratistas para la prestación de servicios por \$8.151 y \$1.873 respectivamente y anticipos a proveedores para desarrollo de proyectos Prone \$35.725 y \$33.933.

<sup>(2)</sup> Corresponde principalmente a seguros contratados por Air-e para proteger sus activos productivos, cubriendo principalmente daños materiales causados por incendio, explosión, corto circuito, desastres naturales, terrorismo y otros riesgos.

Fuente: AIR.E Notas a los Estados Financieros

- El apalancamiento con terceros de AIR-E se posesiona en el 52.74% del Activo, los principales rubros son: cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes y servicios 38% 847 139 millones COP, otros pasivos 27% equivale a 606 765 millones COP y Obligaciones financieras por pagar 23 % 515 958 millones COP, en cuanto al periodo de endeudamiento la mayor parte se concentra en el corto plazo 73% dejando un 17% con obligaciones superiores a un año, de estas resaltan las obligaciones

financieras con 345 549 millones COP de las 591 301 millones COP reveladas al largo plazo, **Tabla 8** evidencia este comportamiento.

**Tabla 8 Conformación de los pasivos de AIR-E**

Concepto	Corriente	No Corriente	Total
Nómina por pagar	500.702.000	0	500.702.000
Prestaciones sociales por pagar	20.899.579.000	10.770.910.000	31.670.489.000
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes y servicios	778.289.071.000	68.850.415.000	847.139.486.000
Impuestos por pagar	23.426.824.000	0	23.426.824.000
Obligaciones financieras por pagar	170.409.812.000	345.548.682.000	515.958.494.000
Ingresos recibidos por anticipado e ingresos diferidos	0	135.488.800.000	135.488.800.000
Provisiones	46.273.221.000	0	46.273.221.000
Otros pasivos	576.123.525.000	30.641.996.000	606.765.521.000
<b>TOTAL</b>	<b>1.615.922.734.000</b>	<b>591.300.803.000</b>	<b>2.207.223.537.000</b>

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

➤ **Pasivo Financiero**

Posicionándose en 515 959 millones COP corresponden al 23% del endeudamiento con terceros, de estos 170 410 millones COP a corto plazo y 345 549 millones COP a largo plazo, se evidencia un aumento de 170 247 millones COP con relación a la vigencia 2022, la Nota 15 Obligaciones financieras (Ver **Figura 4**) evidencia las distintas relaciones de conformación de las deudas financieras, como son obligaciones financieras nacionales, del exterior, su principal obligación es con Findeter\* según la nota corresponde a:

(...)

*Por medio del decreto 1637 de 2023 el gobierno autorizo a Financiera de Desarrollo Territorial Findeter para crear una línea de crédito directo destinada a dotar de capital de trabajo y/o liquidez a las empresas distribuidoras comercializadoras de energía eléctrica hayan aplicado a la opción tarifaria regulatoria establecida por la CREG.*

*Después de completar un riguroso proceso de evaluación de crédito y viabilidad financiera, Air-e obtuvo un crédito por un monto de \$280.000 con un plazo de*

reembolso de 10 años, incluyendo un período de gracia de un año para el pago del capital. Este crédito está sujeto a una tasa de interés de IBR +2 Mes vencido.

Como garantía para este acuerdo, la compañía ha autorizado el reconocimiento de Findeter como beneficiario de la fuente de pago del contrato de fiducia mercantil celebrado entre Fiduciaria de Occidente S.A. y AIR-E S.A.S. E.S.P. Esta fiducia mercantil se encarga de recaudar y administrar los recursos provenientes de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, así como otros ingresos relacionados. Esta medida está diseñada para proporcionar una cobertura del 130% del servicio de la deuda anual durante toda la vigencia del contrato.

Existen una serie de compromisos adquiridos con los acreedores financieros, los cuales están delimitados en algunos de los contratos de financiación firmados. Los compromisos son permanentemente monitoreados por los acreedores y a la fecha Air-e ha cumplido con cada uno de ellos.

**Figura 4 Obligaciones Financieras**

#### 15. Obligaciones financieras

	2023	2022
Obligaciones financieras nacionales	386.747	109.132
Obligaciones financieras en el exterior	51.334	189.968
Obligaciones financieras con partes relacionadas	77.878	46.611
<b>Obligaciones financieras</b>	<b>515.959</b>	<b>345.711</b>
Corriente	170.410	105.429
No corriente	345.549	240.282

Fuente: AIR.E Notas a los Estados Financieros

#### ➤ **Cuentas comerciales por pagar y Otras Cuentas por Pagar**

Principalmente corresponde a obligaciones contraídas por la adquisición de bienes y servicios sumando 1 361 millones COP de estos 791 millones COP bienes y servicios (Compras de Energía)

(...)

*Respecto al 2022 se Incrementaron el valor de las compras de energía principalmente a saldo pendiente de la financiación del 20% de las transacciones de energía mensuales entre octubre de 2022 y diciembre de 2023 a favor de XM. Así mismo, nuevos contratos de compra de energía que entraron en operación*

en el año 2.023 con lo que la compañía logro cubrir el incremento en la demanda.

Entre las otras cuentas por pagar están los pagos de recursos a favor de terceros por 125 578 millones COP, que corresponden según los estados financieros a:

(...)

*Al 31 de diciembre de 2023 corresponde principalmente al pasivo por contratos de mandato con terceros relacionados con el servicio de recaudo a través de la factura de energía de los servicios de aseo, alumbrado público y tasa de seguridad entre otros. Los recaudos realizados por cuenta de la Compañía son conciliados periódicamente entre las partes y posteriormente son transferidos.*

➤ **Beneficios a empleados**

Según la nota 17 de los estados financieros estos corresponden a:

**Figura 5 Beneficios a los empleados**

**17. Beneficios a los empleados**

La composición de los beneficios a corto plazo es la siguiente:

	2023	2022
Cesantías	13.750	12.448
Intereses a las cesantías	1.140	986
Vacaciones	3.938	2.970
Otras primas, salarios y prestaciones sociales <sup>(1)</sup>	13.343	9.960
	<b>32.171</b>	<b>26.364</b>
Corriente	21.400	15.926

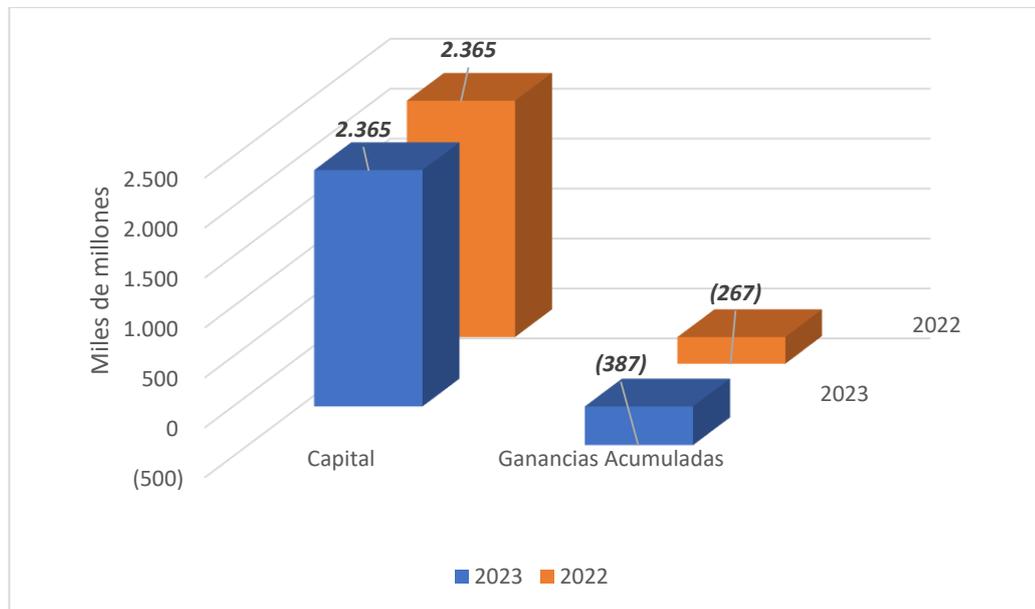
**Fuente:** AIR.E Notas a los Estados Financieros

Respecto a otras primas, salarios y prestaciones sociales la nota 17 indica que son beneficios entregados a los empleados extralegales (Ver **Figura 5**)

➤ **Patrimonio**

Lo relacionado con el patrimonio individual asignado al servicio de energía de la empresa, se posiciona en 1 978 266 millones COP (**Figura 6**). Está conformado por los siguientes conceptos: a) Capital Emitido 2 365 234 millones COP, este rubro agrupa las ganancias b) Pérdidas acumuladas 386 969 millones COP.

**Figura 6 Patrimonio**



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

### 5.1.3. Estado de Resultados Integrales

Para la vigencia 2023 la situación de resultados integrales (Ver **Tabla 9**) muestra aumento en ingresos por el orden del 27.24% posicionándose en 5 555 664 millones COP, el costo de ventas revela un incremento del 19.66% con relación a la vigencia anterior la cual estaba en 4 620 831 millones COP.

La utilidad bruta del ejercicio para la vigencia 2023 se posicionó en 934 833 millones COP, 85,23% mayor a la presentada en 2022, otras partidas como son los gastos administrativos evidencia incrementos pasando de 162 916 millones COP en 2022 a 195 506 millones COP en 2023, con relación a erogaciones que tienen una mayor salida encontramos las otras pérdidas por 1 001 054 millones COP, corresponde al deterioro de la cartera.

**Tabla 9 Estado de Resultados Integrales**

CONCEPTO FINANCIERO	2023	2022	Análisis Horizontal %	Análisis Vertical %
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>5.555.664.119.000</b>	<b>4.366.375.890.000</b>	<b>27,24</b>	<b>100,0</b>
Costo de ventas	4.620.830.733.000	3.861.697.124.000	19,66	83,17
<b>Ganancia bruta</b>	<b>934.833.386.000</b>	<b>504.678.766.000</b>	<b>85,23</b>	<b>16,83</b>
Otros ingresos	304.039.260.000	360.844.533.000	-15,74	5,47
Gastos de administración, operación y ventas	195.505.928.000	162.916.265.000	20,00	3,52
Otros gastos	51.264.925.000	32.370.101.000	58,37	0,92

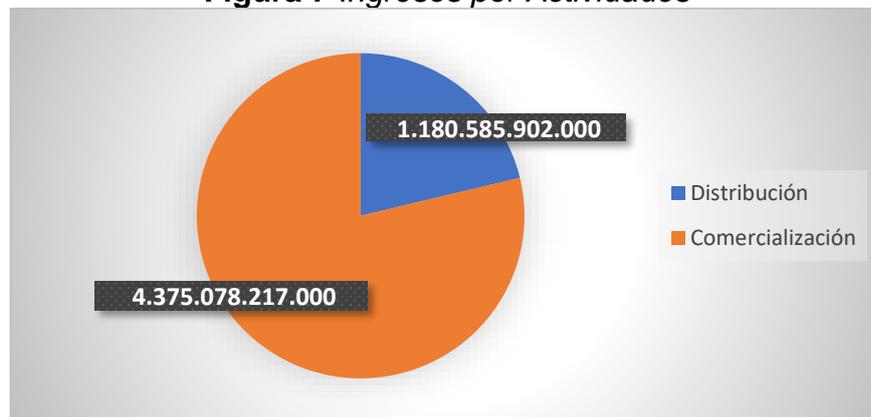
CONCEPTO FINANCIERO	2023	2022	Análisis Horizontal %	Análisis Vertical %
Otras ganancias (pérdidas)	1.001.054.259.000	-744.726.496.000		
<b>Ganancia (pérdida) por actividades de operación</b>	<b>-8.952.466.000</b>	<b>-74.489.563.000</b>	<b>-87,98</b>	<b>-0,16</b>
Ingresos financieros	105.333.821.000	93.365.413.000	12,82	1,90
Costos financieros	146.290.470.000	105.692.911.000	38,41	2,63
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>-49.909.115.000</b>	<b>-86.817.061.000</b>	<b>-42,51</b>	<b>-0,90</b>
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente	67.803.244.000			1,22
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias diferido		-48.530.247.000		
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>-117.712.359.000</b>	<b>-38.286.814.000</b>	<b>207,45</b>	<b>-2,12</b>

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

### ➤ Ingresos de Actividades ordinarias

El total de los ingresos ordinarios sumaron 5 555 664 millones COP superando en 1 189 288 millones COP de la vigencia 2022, se encuentran distribuidos como lo muestra la **Figura 7**; la comercialización es la actividad que tiene una mayor porción con el 78.75%, seguido por la distribución del 21.25%,

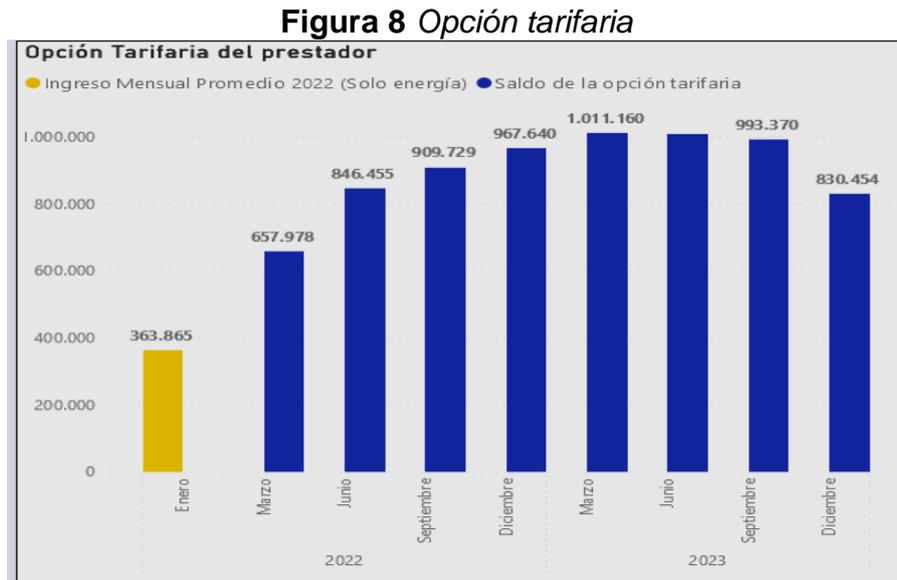
**Figura 7 Ingresos por Actividades**



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Los ingresos de actividades ordinarias tuvieron un aumento de 1 189 288 millones COP representando un incremento del 27,24%, no obstante, la empresa acumula saldos por opción tarifaria necesarios para mitigar el impacto de incremento del costo unitario pero que generó disminución en la facturación que cubre el servicio de energía, la mayor acumulación se produjo durante el año 2022 pasando de 363 865 millones COP a 967 640 millones COP, a

diciembre de 2023 sumaba 830 454 millones COP, el punto más alto de acumulado **Figura 8** según datos del Sistema Único de Información SUI fue 1 011 160 millones COP en el mes de marzo de 2023 que si lo comparamos con un promedio mes de 2023 equivaldría a 2.18 veces.



Fuente DTGE: Tablero Propio de verificación Financiera

➤ **Costo de Ventas**

Las erogaciones de costos de ventas para la prestación del servicio de energía ascienden a 4 620 830 millones COP en la vigencia 2023, la **Tabla 10** revela los conceptos más representativos, siendo las compras de energía las que acumulan un mayor valor con 3 182 236 millones COP, de estas el 82 % corresponde a contratos bilaterales y el 28% a contratos con la Bolsa de Energía, el uso de líneas y redes corresponde al 15 % de los costos totales, órdenes y contratos de mantenimiento y otros servicios 6.5 %, la depreciación el 1.8% y beneficios a empleados 2.0%

**Tabla 10 Conceptos Principales del costo de ventas**

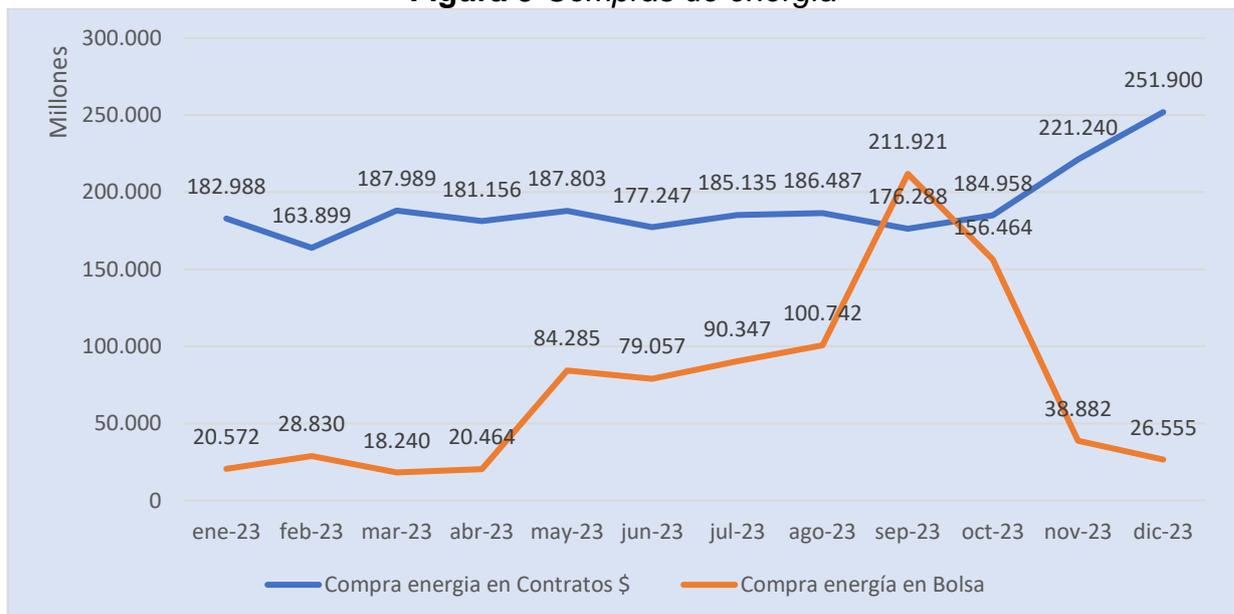
Concepto	Valor (\$)	%
<b>Total gastos</b>	<b>4.620.830.733.000</b>	<b>100%</b>
Beneficios a empleados	94.126.935.000	2,0%
Honorarios	15.823.364.000	0,3%
Impuestos, Tasas y Contribuciones (No incluye impuesto de renta)	22.675.000	0,0%
Generales	7.983.342.000	0,2%
Depreciación	81.594.496.000	1,8%
Arrendamientos	3.555.489.000	0,1%
Compras en bloque y/o a largo plazo	2.611.591.969.000	56,5%

Concepto	Valor (\$)	%
Compras en bolsa y/o a corto plazo	570.644.247.000	12,3%
Gastos de conexión	73.992.944.000	1,6%
Uso de Líneas, redes y ductos	692.400.052.000	15,0%
Manejo comercial y financiero del servicio	143.253.010.000	3,1%
<b>Total de bienes y servicios públicos para la venta</b>	<b>4.091.882.222.000</b>	<b>88,6%</b>
Órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones	114.199.630.000	2,5%
Servicios públicos	15.505.847.000	0,3%
Materiales y otros gastos de operación	1.375.452.000	0,0%
Seguros	10.029.481.000	0,2%
Órdenes y contratos por otros servicios	184.731.800.000	4,0%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Estos contratos merecen un ítem especial, las compras de energía corresponden el 68.9% del total costos operativos vigencia 2023, los incrementos en los precios en bolsa por ocasión del fenómeno del niño produjeron que se incrementaran estos costos y por temas de mercado se incrementaran las garantías necesarias para cubrir estas erogaciones, la **Figura 9** muestra como en enero la distancia en precios entre las compras de energía en bolsa y las compras de energía en contratos era de 8 veces, transcurriendo la vigencia 2023 se incrementa los valores en bolsa hasta el punto de superar los contratos de energía en septiembre de 2023, este punto es importante teniendo en cuenta que el promedio de exposición en energía durante todo el año no superó el 17%

**Figura 9 Compras de energía**

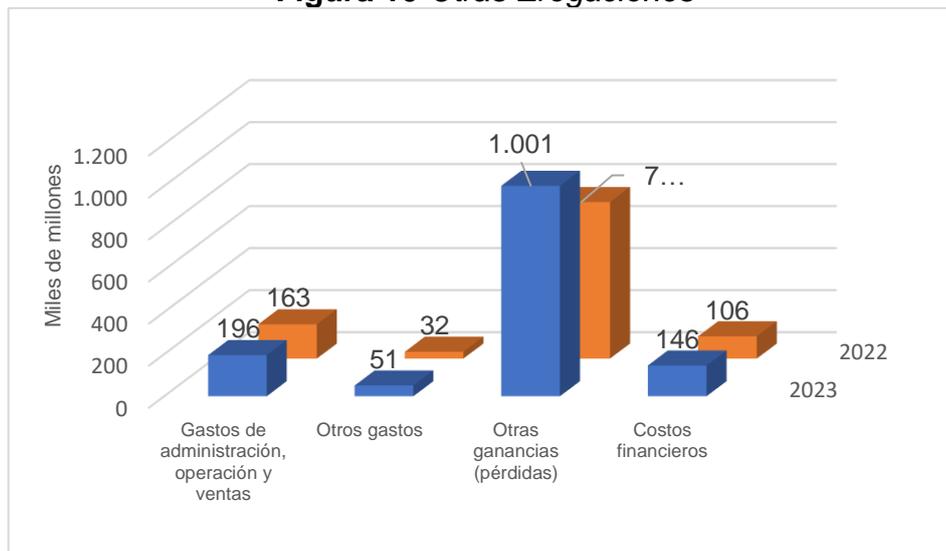


Fuente: DTGE Tablero Propio de verificación Financiera

➤ **Otras Erogaciones**

Los gastos de administración suman 195 506 millones COP aumentando el valor de 2022 en 32 590 millones COP, de estos los más representativos son Impuestos tasas y Contribuciones con 112 220 millones COP, según las notas a los estados financieros corresponde principalmente al impuesto de industria y comercio, la **Figura 10** muestra como para la vigencia 2023 se incrementa el valor como consecuencia de aumento de los ingresos, Beneficios a empleados 35 789 millones COP, Generales 32 741 millones COP ( honorarios por servicios informáticos y mantenimiento de software, asesorías jurídicas y servicios de publicidad y vigilancia Amortización de licencias y software 11 221 millones COP.

**Figura 10 Otras Erogaciones**



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

De los gastos un rubro importante corresponde al deterioro de las cuentas por cobrar para la vigencia 2023, se posesionó en 1 001 054 millones COP equivalente al 18% de los ingresos de actividades ordinarios, la prestadora en sus notas a los estados financieros muestra como compensación de estos gastos las subvenciones que corresponden a amortización de pagos relacionados con indicador de recaudo 299 128 millones COP, quedando un neto de 701 926 millones COP por deterioro de cartera **Figura 11**, este rubro es tan relevante que solamente es

comparable con lo pagado por la prestadora con el uso de líneas y redes y ductos que para el 2023 ascendió a 692 400 millones COP

**Figura 11 Deterioro de Cartera**

**25. Deterioro cuentas por cobrar**

	2023	2022
Deterioro deudores por cobrar <sup>(1)</sup>	1.001.054	744.727
Subvenciones <sup>(2)</sup>	(299.128)	(240.843)
<b>Total deterioro cuentas por cobrar</b>	<b>701.926</b>	<b>503.884</b>

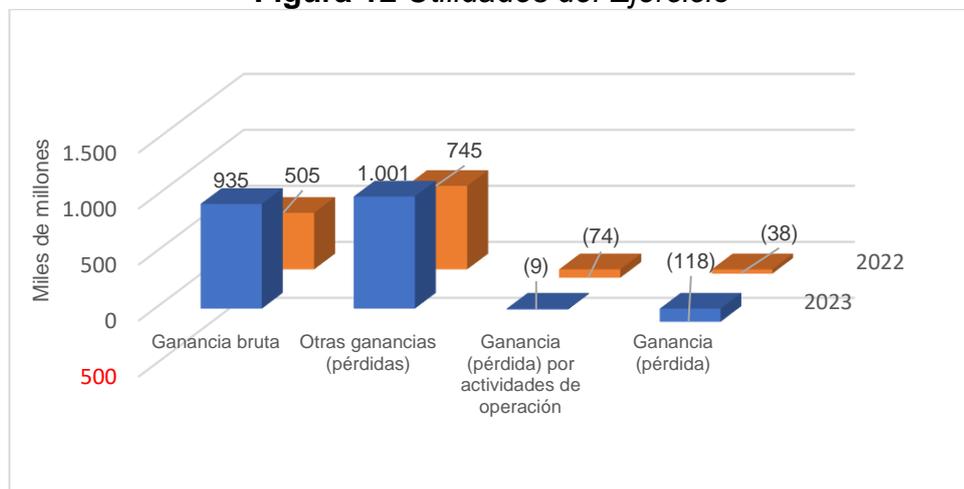
<sup>(1)</sup> Mayor deterioro generado principalmente por incremento en la cartera del estrato 1 y barrios subnormales .  
<sup>(2)</sup> Amortización pagos compensatorios relacionados con el indicador de recaudo.

Fuente: AIR-E Notas a los Estados Financieros

➤ **Utilidades generadas**

Para el periodo de 2023, AIR-E presentó una pérdida neta para el servicio de energía por valor de 117 712 millones COP (Ver **Figura 12**), desmejorando con respecto al el periodo anterior (año 2022) en 38286 millones COP. Haciendo una verificación de los distintos resultados del periodo encontramos que la ganancia bruta es de 934 833 millones COP, pérdida operacional 8 952 millones COP, en comparación con la vigencia anterior los resultados bruto y operacional tuvieron mejores valores, el gasto que aumenta la pérdida del ejercicio es el impuesto por ganancias corrientes que suma para esta vigencia 67 803 millones COP.

**Figura 12 Utilidades del Ejercicio**



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

#### 5.1.4. Flujo de Efectivo

La empresa cierra con un efectivo de 249 923 millones COP (Ver **Tabla 11**), 13 156 millones COP superior al cierre de la vigencia 2022, esta condición es producto que los flujos de efectivo de actividades de inversión superaron los 212 868 millones COP, a diferencia con los flujos de efectivo de operación en inversión que presentan valores negativos en 190 560 millones COP y 9 295 millones COP respectivamente.

La Superservicios en todas las evaluaciones integrales solicita a las empresas flujos de efectivo proyectados con diferentes escenarios, para tener estimaciones muy aproximadas de cómo es el panorama en las siguientes vigencias, esto teniendo muy claro que son estimaciones y tienen desviaciones con base en los flujos reales, no obstante, la empresa se reserva el derecho a presentar esta solicitud enmarcado en el derecho de confidencialidad del negocio, siendo este el único precedente de negación de información por parte de una prestadora de servicios públicos domiciliarios.

Al momento de generar esta evaluación no se tiene el concepto de la oficina jurídica sobre este concepto de negación de información, la Superservicios evaluará lo pertinente y tomará las acciones necesarias para el cumplimiento de la vigilancia e inspección otorgadas por la Ley 142 de 1994.

**Tabla 11 Flujo de Efectivo**

CONCEPTO	VALOR
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>-117.712.359.000</b>
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	67.803.244.000
Ajustes por costos financieros	-4.010.489.000
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios	11.143.493.000
Ajustes por la disminución (incremento) de cuentas por cobrar de origen comercial	-1.160.033.971.000
Ajustes por el incremento (disminución) de cuentas por pagar de origen comercial	433.611.086.000
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	97.091.929.000
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	701.925.595.000
Ajustes por pérdidas (ganancias) de moneda extranjera no realizadas	-11.182.236.000
Ajustes por pérdidas (ganancias) por la disposición de activos no corrientes	7.068.188.000
Otros ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	-97.055.054.000

CONCEPTO	VALOR
Total ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	46.361.785.000
Flujos de efectivo netos procedentes (utilizados en) operaciones	-71.350.574.000
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	119.209.791.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-190.560.365.000
Compras de propiedades, planta y equipo	189.967.134.000
Compras de activos intangibles	7.369.590.000
Intereses recibidos	32.792.275.000
Otras entradas (salidas) de efectivo	155.249.702.000
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>	<b>-9.294.747.000</b>
Importes procedentes de préstamos	1.229.531.336.000
Reembolsos de préstamos	976.485.169.000
Intereses pagados	33.377.391.000
Otras entradas (salidas) de efectivo	-6.800.704.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	212.868.072.000
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio</b>	<b>13.012.960.000</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	143.528.000
<b>Incremento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo después del efecto de los cambios en la tasa de cambio</b>	<b>13.156.488.000</b>
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo</b>	<b>236.766.917.000</b>
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo</b>	<b>249.923.405.000</b>

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

#### 4.2.1.5 Resultados por Actividad prestada

La Dirección Técnica de Energía con la información certificada por los prestadores al Sistema Único de Información SUI, específicamente el cargue de la taxonomía XBRL anual, desarrolla un análisis de resultados por actividad prestada, no obstante, luego de la evaluación de calidad verificada en la visita integral encuentra que existe desviaciones con relación a los valores que maneja la prestadora, por tal razón para este documento se utilizará la información adjuntada por AIR-E, encontrando que la actividad de distribución es la que aporta resultados positivos a la ganancia neta de la empresa al contrario a la actividad de comercialización que se evidencia pérdidas. Estos resultados estarían aunados a la necesidad que tuvo la empresa en optar por la opción tarifaria, sin embargo, en el capítulo de Ingresos se evaluó el comportamiento de

opción tarifaria reflejando que la mayor acumulación correspondía a la vigencia 2022. En el año 2023 con relación a la vigencia 2022 se redujo el saldo en 148 mil millones COP (Ver **Figura 8**), lo que significaría que por el contrario se facturaron ingresos de vigencias anteriores, dato que hace más delicada la situación del negocio de comercialización, por cuanto indica que la relación de compras de energía versus ventas de energía está en condiciones no favorables, como consecuencia de las pérdidas de energía y los costos de la energía en bolsa presentados para el final del año 2023. Ver **Tabla 12**

El negocio de Distribución presenta mejores valores como consecuencia al reconocimiento del componente de distribución establecido por la Resolución CREG 015 de 2018, no obstante, es importante acotar que para mantener estos ingresos la prestadora deberá sostener niveles de inversiones comprometidos en el plan de inversiones de la empresa, presentado a la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible (CREG)

**Tabla 12** *Distribución de Utilidades por Unidad de Negocio*

<b>Informe ERI</b>	<b>Comercialización</b>	<b>Distribución</b>	<b>Total general</b>
Ingresos de actividades ordinarias	4.375.078	1.180.586	5.555.664
Costos de la prestación del servicio	-4.352.528	-268.302	-4.620.831
Gastos de administración	-129.839	-65.667	-195.506
Otros ingresos (gastos) operacionales, netos	-16.664	-29.690	-46.354
Deterioro de valor de los activos	-511.763	-190.162	-701.926
Ingresos (Gastos) financieros, netos	-50.832	-6.461	-57.293
Ganancia o pérdida por diferencia en cambio, neta	13.580	2.756	16.336
Impuesto sobre la renta	-56.365	-11.438	-67.803
<b>Utilidad o Pérdida del Ejercicio</b>	<b>-729.333</b>	<b>611.621</b>	<b>-117.712</b>

Fuente: AIR-E

### 5.1.5. Evaluación de la Gestión

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de

Información Financiera (NIIF) presenta diferencias con los anteriores Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Colombia (PCGA), en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio ,y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2022 (Ver **Tabla 13**), a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año teniendo como base las actuales mediciones en la vigencia 2022 (Tabla 14).

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2023 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

**Tabla 13 Indicadores de Gestión - Referentes CREG**

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2023	Referente CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	19.32%	25,77%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	7.74	64,60	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar-Días	321.11	45,96	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	66.92	24,93	No cumple
Razón Corriente – Veces	1.06	1,84	No Cumple

Fuente: Cálculos Propios DTGE

**Tabla 14 Indicadores de Gestión Referentes NIF**

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2023	Referente NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	19.32%	21,36%	No cumple

Cobertura de Intereses – Veces	7.74	27,47	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar – Días	321.11	46,94	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	66.92	35,86	No cumple
Razón Corriente – Veces	1.06	1,84	No cumple

Fuente: Cálculos Propios DTGE

Con relación a los resultados para el prestador, se evidencia que la empresa no cumple con ningún referente establecido por la Comisión de Regulación de Energía y GAS en la Resolución 034 de 2004, no obstante, los resultados obtenidos no evidencian problemas financieros que pudan afectar la prestación del servicio público, expresan que la empresa se encuentra por debajo de la media del grupo de distribución y comercialización a los cuales se le calculó estos indicadores.

## 5.2 Aspectos comerciales

Según la información reportada en el SUI, en promedio para el 2023, AIR-E SAS ESP registró la atención de 1.171.489 usuarios en el mercado de comercialización Caribe Sol principalmente. Se menciona el promedio porque es normal dentro de la dinámica del servicio de energía que a través de los meses los usuarios cambien de comercializador, o no presenten consumos.

Teniendo en cuenta lo anterior, la Tabla 15 muestra la siguiente información para las vigencias 2022 y 2023 con cierre en el mes de diciembre:

**Tabla 15.** Cantidad de usuarios al cierre de diciembre de 2022 y 2023 por Estrato Sector.

Estrato/Sector	Usuarios promedio 2022	Usuarios promedio 2023	Variación %
Estrato 1	480.573	505.345	5,15
Estrato 2	300.861	313.516	4,21
Estrato 3	159.453	165.845	4,01
Estrato 4	61.974	65.630	5,90
Estrato 5	23.228	23.683	1,96
Estrato 6	23.569	23.896	1,39
Industrial	2.549	2.676	4,98

Estrato/Sector	Usuarios promedio 2022	Usuarios promedio 2023	Variación %
Comercial	65.525	66.765	1,89
Oficial	3.938	4.032	2,39
Provisional	0	101	0
<b>Promedio General</b>	<b>1.121.670</b>	<b>1.171.489</b>	<b>4,44</b>

Fuente: Elaboración propia datos SUI formato TC1 - ESP

Durante las vigencias 2022 y 2023, se ha registrado un aumento de 49.718 usuarios en diciembre, equivalente a un incremento del 4.44%. Este crecimiento se observa principalmente en los estratos 1, 2, 3 y 4, con un aumento total de 47.475 usuarios, representando un incremento acumulado del 19,27% respecto al año anterior.

En relación con los usuarios no residenciales, se ha registrado un aumento de 1562 usuarios, abarcando sectores como Comercial, Industrial, Oficial y Provisional. En 2023, se destaca un incremento significativo en el sector industrial, con un aumento de 127 usuarios, así como en el sector comercial, que ha experimentado un crecimiento de 1240 usuarios durante el año mencionado.

Así mismo, la empresa reporta para los meses de diciembre de 2022 y 2023, la siguiente información en cuanto a usuarios regulados y no regulados:

**Tabla 16.** *Usuarios regulados y no regulados diciembre 2022-2023.*

Tipo Usuario	Usuarios diciembre 2022	Usuarios diciembre 2023
No regulado	537	692
Regulado	1.112.100	1.141.153

Fuente: Elaboración propia datos SUI formato TC1-TC2- ESP.

La información consolidada en la tabla anterior proviene del Sistema Único de Información (SUI) de los formatos **TC1. Inventario de Usuarios** y **TC2. Facturación de Usuarios**. Al analizar el campo Tipo Tarifa para usuarios Regulados y no Regulados, se observa una diferencia entre el número de usuarios del Formato TC1 y el número de usuario del Formato TC2 de 9.033 para el año 2022 y 29.644 para el año 2023. Esta disparidad podría deberse a que algunos usuarios registrados por el operador de red en el formato TC1 no han generado

facturación correspondiente en los mismos NIU del formato TC2. Según esta premisa, es necesario que el prestador aclare esta discrepancia. Como se muestra en la Tabla 16, el 99,93% de los usuarios que atiende el prestador son regulados y se evidencia un aumento del 28,8% en sus usuarios no regulados.

A continuación, se detallarán los usuarios atendidos por estrato y en qué municipio se encuentran con cierre a diciembre 2023:

**Tabla 17. Detalle de usuarios por municipio y estrato diciembre 2023.**

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Total general
<b>ANTIOQUIA</b>											
APARTADÓ	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
CAUCASIA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
GUARNE	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
ITAGÜÍ	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
MEDELLÍN	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	3
<b>ATLÁNTICO</b>											
BARANOA	8.925	5.395	1.628	39	0	1	36	614	74	0	16.712
BARRANQUILLA	122.789	74.086	83.049	48.621	16.677	11.868	1.033	31.098	763	29	390.013
CAMPO DE LA CRUZ	2.504	1.878	371	2	0	0	2	100	34	0	4.891
CANDELARIA	2.971	792	5	2	0	0	1	74	27	0	3.872
GALAPA	7.194	3.400	2.499	17	0	0	90	621	60	2	13.883
JUAN DE ACOSTA	3.133	1.592	680	29	226	98	3	193	27	3	5.984
LURUACO	4.827	1.665	130	11	0	2	25	177	56	0	6.893
MALAMBO	23.205	5.883	198	13	0	0	65	820	70	0	30.254
MANATÍ	2.521	1.087	2	0	1	0	4	79	24	2	3.720
PALMAR DE VARELA	3.528	2.377	536	6	0	0	2	146	30	1	6.626
PIOJÓ	899	234	3	0	0	0	3	44	20	0	1.203
POLONUEVO	2.896	1.341	245	9	1	0	10	155	26	0	4.683
PONEDERA	3.681	1.215	68	4	0	0	5	138	37	0	5.148
PUERTO COLOMBIA	4.486	3.574	4.335	3.415	1.475	578	36	1.265	70	17	19.251
REPELÓN	4.161	1.039	115	4	0	0	16	107	37	0	5.479
SABANAGRANDE	3.355	4.216	258	11	0	0	19	250	32	0	8.141
SABANALARGA	15.904	6.038	2.734	260	3	4	25	1.026	103	3	26.100
SANTA LUCÍA	2.041	840	1	2	0	1		60	13	0	2.958
SANTO TOMÁS	3.152	3.201	814	12	0	0	1	237	31	0	7.448
SOLEDAD	70.894	80.260	5.003	5	1	0	74	4.801	175	14	161.227
SUAN	1.412	678	206	1	0	0	7	72	23	0	2.399
TUBARÁ	2.373	1.204	233	131	18	7	1	182	32	1	4.182

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Total general
USIACURÍ	1.155	784	106	0	0	0	1	64	24	0	2.134
<b>BOGOTÁ, D. C.</b>											
BOGOTÁ, D. C.	0	0	0	0	0	0	8	26	0	0	34
<b>BOLÍVAR</b>											
ARJONA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
CANTAGALLO	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	2
CARTAGENA DE INDIAS	0	0	0	0	0	0	0	21	0	0	21
CLEMENCIA	273	1	1	0	0	0	0	1	3	0	279
EL CARMEN DE BOLÍVAR	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
MAGANGUÉ	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
SAN JUAN NEPOMUCENO	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
SANTA CATALINA	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10
TURBACO	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
VILLANUEVA	27	0	0	0	0	0	0	0	1	0	28
<b>BOYACÁ</b>											
FIRAVITOBA	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
SOGAMOSO	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2
<b>CALDAS</b>											
LA DORADA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
MANIZALES	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2
<b>CASANARE</b>											
YOPAL	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2
<b>CAUCA</b>											
POPAYÁN	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
<b>CESÁR</b>											
AGUACHICA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
AGUSTÍN CODAZZI	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
BOSCONIA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
CURUMANÍ	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
VALLEDUPAR	0	0	0	0	0	0	1	5	0	0	6
<b>CHOCÓ</b>											
QUIBDÓ	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
<b>CÓRDOBA</b>											
CERETÉ	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
CHINÚ	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
CIÉNAGA DE ORO	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2
LÓRICA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
MONTELÍBANO	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Total general
MONTERÍA	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	5
PLANETA RICA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
SAHAGÚN	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
<b>CUNDINAMARCA</b>											
CAJICÁ	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
CHIA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
TENJO	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
TOCANCIPÁ	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
<b>HUILA</b>											
NEIVA	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	4
<b>LA GUAJIRA</b>											
ALBANIA	3.363	1.500	0	0	0	0	4	186	49	0	5.102
BARRANCAS	4.242	2.828	625	0	0	0	1	408	88	0	8.192
DIBULLA	3.686	3.376	4	0	0	0	10	324	47	0	7.447
DISTRACCIÓN	2.194	1.409	9	0	0	0	2	89	31	0	3.734
EL MOLINO	843	945	2	0	0	0	0	36	22	0	1.848
FONSECA	5.360	3.392	1.585	0	0	0	7	448	58	1	10.851
HATONUEVO	3.172	1.568	319	0	0	0	2	179	34	0	5.274
LA JAGUA DEL PILAR	343	199	0	0	0	0	0	34	14	0	590
MAICAO	16.164	13.284	2.257	0	0	0	12	3.048	144	1	34.910
MANAURE	2.272	1.322	216	0	0	0	2	243	69	0	4.124
RIOHACHA	28.881	17.562	5.596	473	132	0	34	3.200	198	4	56.080
SAN JUAN DEL CESÁR	5.378	4.930	640	30	0	0	4	512	83	0	11.577
URIBIA	1.549	1.430	11	0	0	0	12	298	38	0	3.338
URUMITA	1.279	1.084	3	0	0	0	1	93	27	0	2.487
VILLANUEVA	3.236	3.144	403	1	0	0	0	238	40	0	7.062
<b>MAGDALENA</b>											
ARACATACA	5.295	2.073	71	0	0	0	46	215	59	0	7.759
CERRO DE SAN ANTONIO	1.776	22	0	0	0	0	0	36	22	0	1.856
CHIVOLO	3.749	180	2	0	0	0	1	97	21	0	4.050
CIÉNAGA	11.387	8.893	3.300	2	0	1	49	1.235	91	1	24.959
CONCORDIA	2.549	4	0	0	0	0	1	12	21	0	2.587
EL BANCO	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
EL PINÓN	3.744	31	0	0	0	0	12	82	35	0	3.904
EL RETÉN	4.165	125	0	0	0	0	23	118	23	0	4.454
FUNDACIÓN	10.987	3.535	887	2	0	0	20	1.085	76	0	16.592
NUEVA GRANADA	57	8	1	0	0	0	0	1	0	0	67
PEDRAZA	449	92	22	0	0	0	0	28	12	1	604
PIVIJAY	8.043	1.705	193	0	0	0	12	306	74	0	10.333

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Total general
PLATO	7.994	2.969	474	0	0	0	13	538	69	0	12.057
PUEBLOVIEJO	212	13	1	0	0	0	0	37	25	0	288
REMOLINO	1.209	14	0	0	0	0	1	30	22	0	1.276
SÁBANAS DE SAN ÁNGEL	671	28	0	0	0	0	1	12	6	0	718
SALAMINA	2.380	236	5	0	0	0	16	76	24	1	2.738
SANTA MARTA	41.548	32.479	45.996	12.528	5.149	11.336	521	10.521	581	19	160.678
SITIONUEVO	2.296	25	0	0	0	0	6	79	18	1	2.425
TENERIFE	1.884	48	0	0	0	0	4	45	25	0	2.006
ZAPAYÁN	1.624	62	0	0	0	0	0	19	18	0	1.723
ZONA BANANERA	13.048	219	3	0	0	0	382	407	76	0	14.135
<b>META</b>											
VILLAVICENCIO	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2
<b>NORTE DE SANTANDER</b>											
CÚCUTA	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2
<b>QUINDÍO</b>											
ARMENIA	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	4
<b>RISARALDA</b>											
PEREIRA	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	2
SANTA ROSA DE CABAL	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
<b>SUCRE</b>											
SAN MARCOS	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
SAN ONOFRE	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
SINCELEJO	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	5
<b>TOLIMA</b>											
IBAGUÉ	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
<b>VALLE DEL CAUCA</b>											
BUENAVENTURA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
CALI	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	10
CARTAGO	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
GUADALAJARA DE BUGA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
PALMIRA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
TULUÁ	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
YUMBO	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
<b>Total</b>	<b>505.345</b>	<b>313.516</b>	<b>165.845</b>	<b>65.630</b>	<b>23.683</b>	<b>23.896</b>	<b>2.676</b>	<b>66.765</b>	<b>4.032</b>	<b>101</b>	<b>1.171.489</b>

Fuente: Elaboración propia datos SUI – ESP

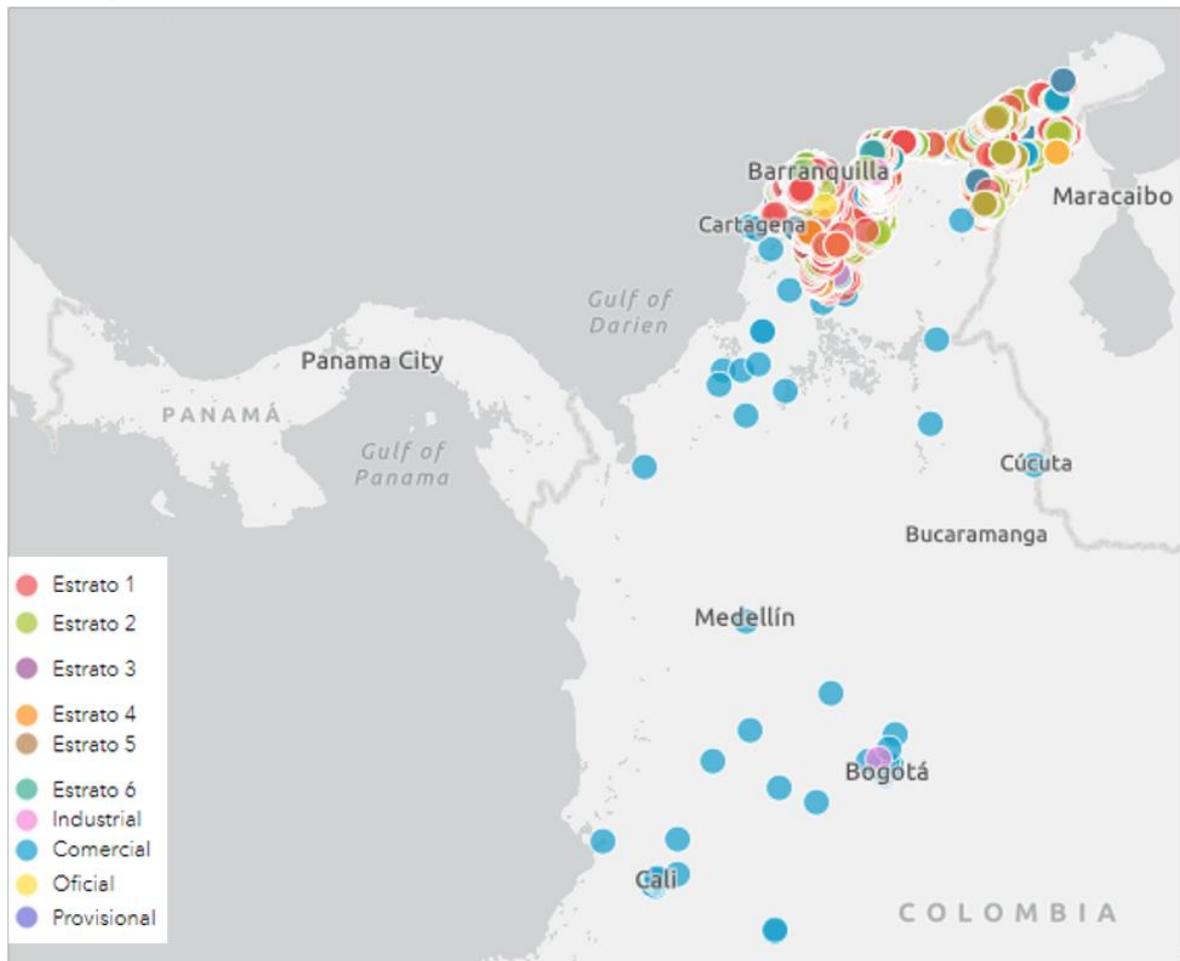
Como se puede observar en la Tabla 17, la mayoría de los usuarios de la empresa son residenciales, representando el 93,71% del total atendido. Dentro de los usuarios residenciales,

los estratos 1, 2 y 3 suman un total de 984.706 usuarios, equivalentes al 84,05%. Los usuarios atendidos en otros departamentos distintos a los que componen su mercado de comercialización corresponden a usuarios no residenciales.

Por otro lado, se observaron diferencias en el número de suscriptores según la información recibida durante el desarrollo de esta evaluación integral. Esta situación deberá ser revisada por el prestador, contrastando lo reportado en el formato **TC1. Inventario de usuarios**.

A continuación, se muestra la ubicación y distribución del mercado atendido por el prestador a nivel nacional a corte de 2023:

**Figura 13.** *Ubicación de municipios atendidos por AIR-E SAS ESP, 2023*



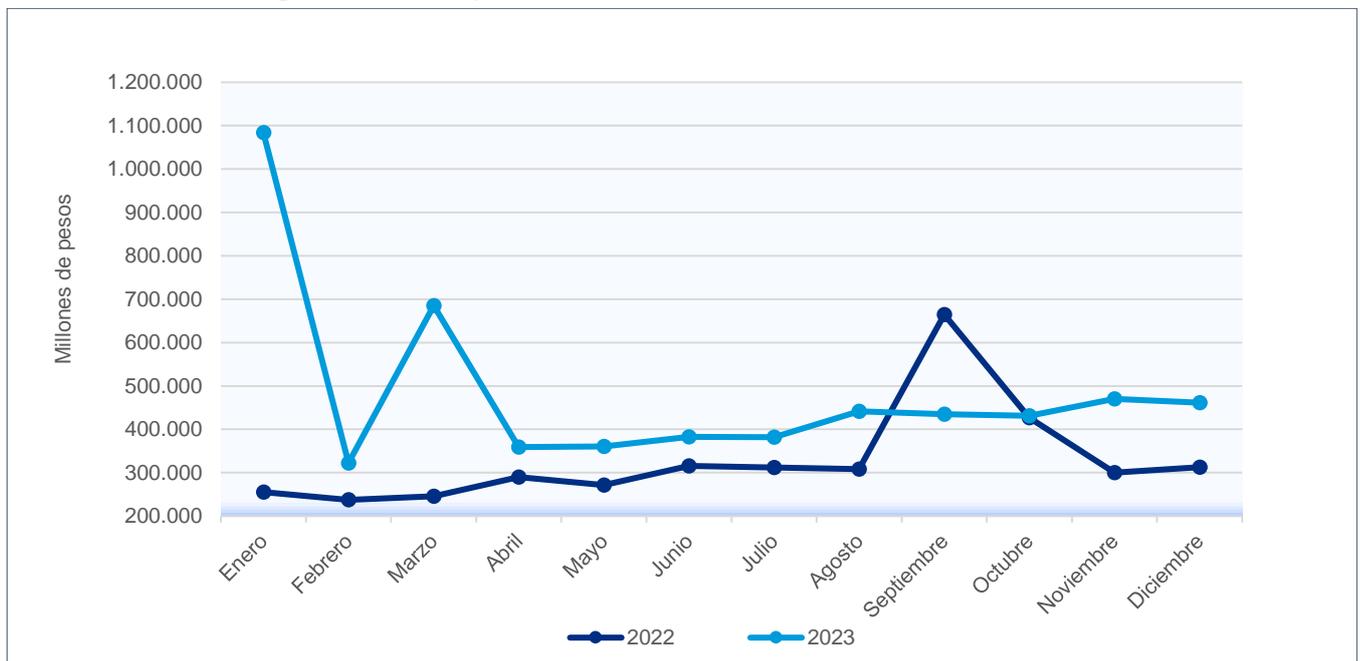
Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

En la Figura 13 se observa la ubicación de los municipios donde AIR-E SAS ESP presta el servicio conforme a la información de estrato y sector reportado por ellos al SUI, donde se evidencia que, principalmente cuenta con presencia en el Atlántico atendiendo 23 municipios y La Guajira con atención en 14 municipios. Así mismo, atiende el departamento del Magdalena.

También se puede apreciar la atención de usuarios en municipios ubicados por fuera de su mercado de comercialización pertenecientes al uso “Comercial”, como es el caso de Cúcuta, Bogotá, Cali, Medellín, entre otros.

Por otro lado, la facturación total de AIR-E SAS ESP. para el año 2023 fue de \$5.816.324.825.285, lo cual significó un aumento en relación con el 2022 de \$1.876.109.373.092 o lo que es bien, un aumento porcentual de 59,61%. El comportamiento de la facturación para las anualidades 2022 y 2023, se puede apreciar en la Figura 14.

**Figura 14. Comparativo de facturación total AIR-E 2022-2023.**



Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

Llama la atención el comportamiento para los meses de septiembre y octubre de 2022, dado el aumento significativo de \$664.563.134.445 y \$427.129.373.011 respectivamente, con referencia al comportamiento de la facturación total.

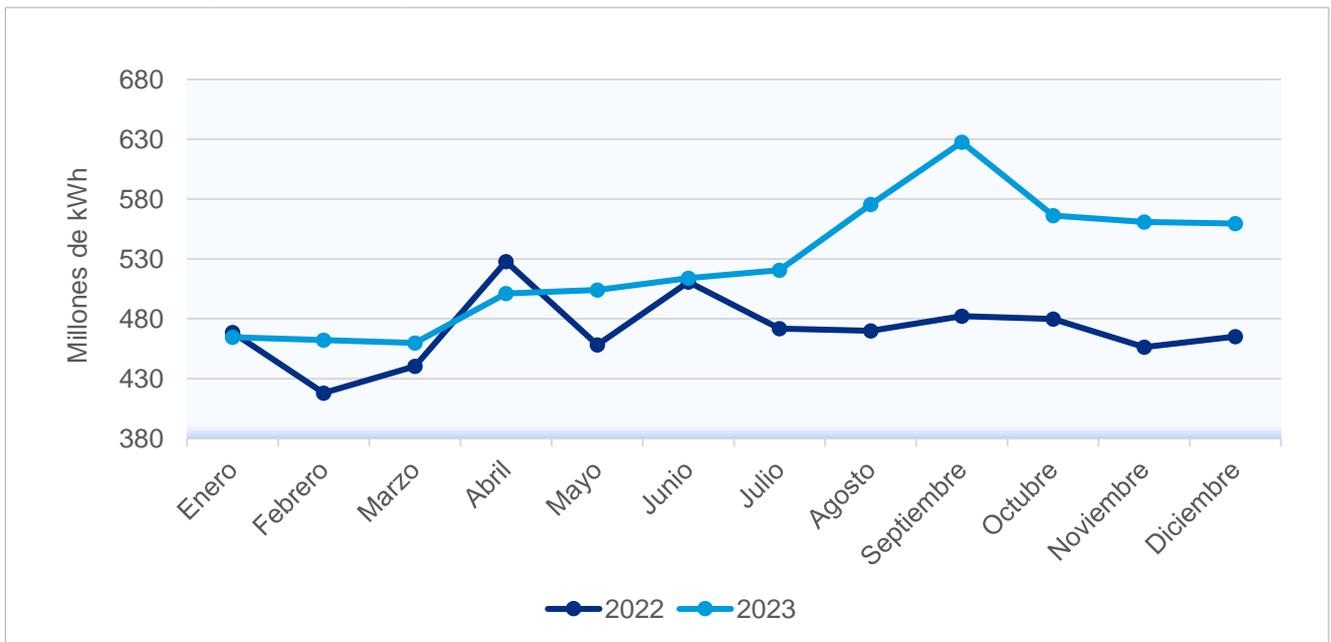
Similar situación, se presenta en la vigencia 2023 con relación al mes de enero con un incremento de la facturación total de \$1.083.746.177.445, lo que conlleva a un incremento que se acerca a triplicar el promedio mensual de la facturación total reportada para este año.

Así mismo, esa vigencia presenta en un segundo momento, en el mes de marzo con un incremento del 29,3% del promedio mensual para el 2023, siendo el total facturado de \$685.306.389.437.

Teniendo en cuenta el comportamiento de la variable “Valor Total Facturado” para las dos vigencias analizadas no es constante, y que dado los momentos antes descritos, que superan el promedio mensual para cada año, se requiere que el prestador sustente el motivo de las variaciones que fundamentaron los incrementos.

De obedecer a errores en el reporte o incorrecta interpretación de la normativa de reporte de información al Sistema Único de Información SUI, podrá ser necesario el inicio de un proceso de reversión de información siguiendo los parámetros procedimentales definidos en la Resolución SSPD 20171000204125 de 2017.

**Figura 15. Comparativo del consumo total kWh de AIR-E 2022-2023.**

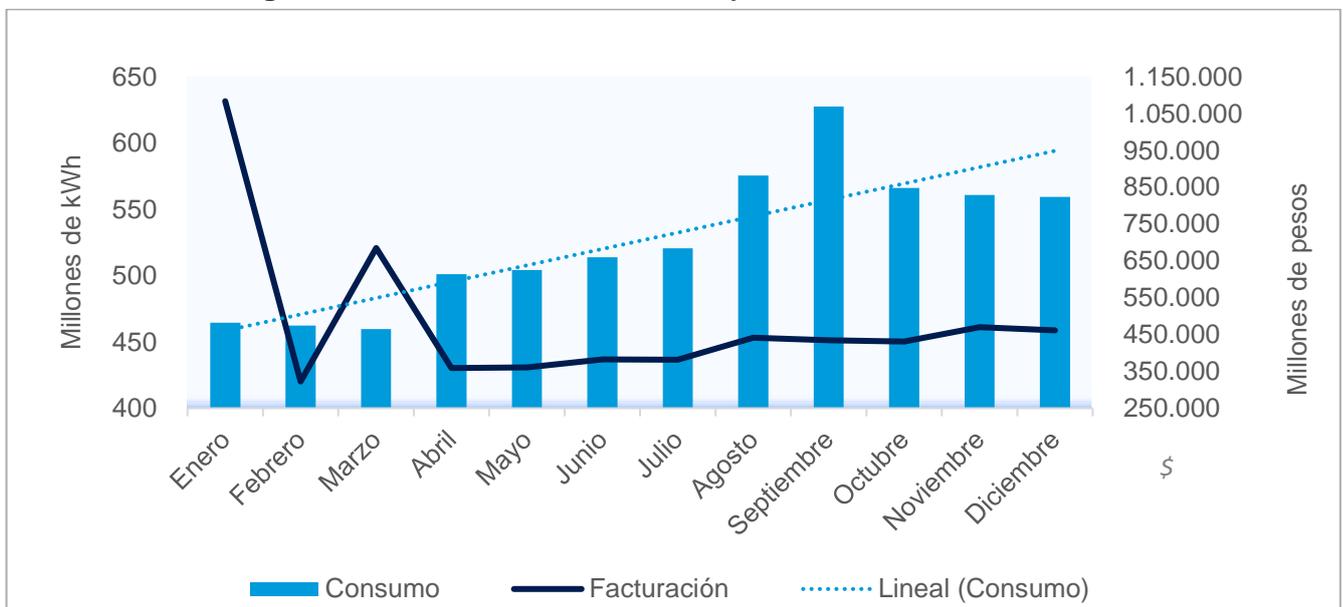


Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

A partir de esta Figura 15 se puede interpretar para 2022 una disminución en los consumos del 11,2% respecto al promedio mensual para el mes de febrero, situación contraria se presenta en los meses de abril a junio de esta vigencia, que evidencian consumos de 527.905.426 kWh y 510.621.191 kWh.

Para el 2023, se evidencia un incremento en su promedio anual de 5,5% respecto al 2022; el mes con mayor incremento es septiembre correspondiente a un valor del 16,13% del total de energía de 2023 por valor de \$627.562.510.

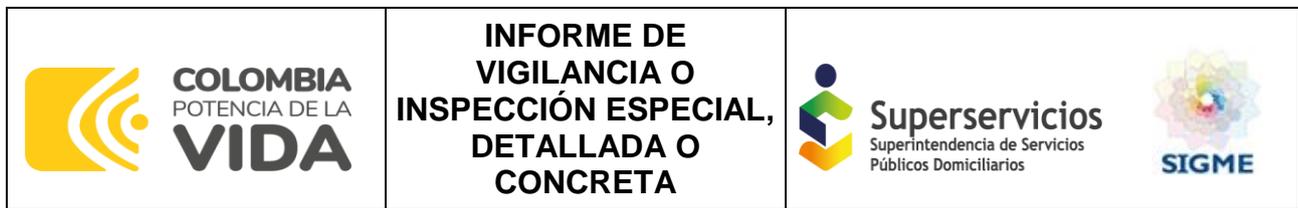
**Figura 16. Paralelo de facturación y consumo de AIR-E 2023.**



Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

Tal como se observa en la Figura 16, se muestra una variación en el consumo reportado y respecto a la variable de facturación, se presenta una tendencia al aumento, principalmente a partir del mes de septiembre.

Es pertinente indicar que aun cuando la variable de “Valor Total Facturado” no presenta cambios significativos, con tendencia creciente, es diferente al contrarrestar la variable de Consumo; porque aun cuando el consumo para el mes de enero es inferior respecto al registrado en el resto de la vigencia analizada, y su tendencia es creciente, como se grafica en la convención “Lineal (CONSUMO)”, presenta varias fluctuaciones durante la anualidad, llamando la atención el consumo más significativo que se presentó durante el mes de



septiembre 36.083.468 kWh, cuando la facturación para ese mes no fue significativa respecto a la información de los demás meses de esta anualidad.

De igual forma, para el mes de marzo, se presentó el menor consumo respecto a la información del resto de los meses de la misma anualidad, de 627.562.510 kWh.

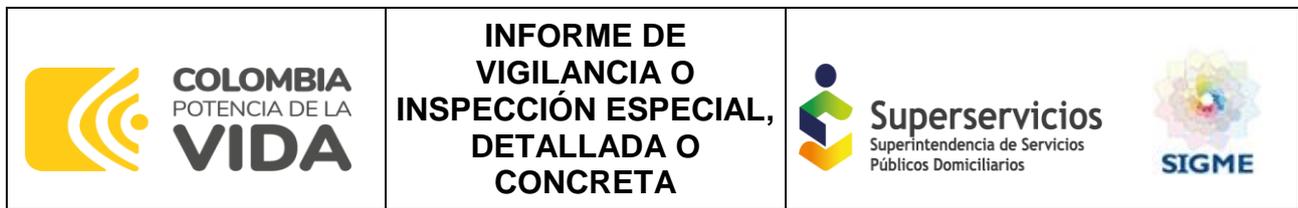
### **5.3 Aspectos de facturación de usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE)**

Con relación a este aspecto, se aborda el impacto en el sistema comercial de la empresa con la expedición de las Resoluciones CREG 135 y 174 de 2021, seguido de la explicación del proceso operativo del sistema de facturación para los usuarios AGPE. En este tópico es preciso mencionar que el control automático de tensión que exonera al usuario del cobro de energía reactiva ha ido perdiendo porcentaje de participación en el mercado debido a que los usuarios AGPE con FNCER por temas regulatorios están exentos de estos cobros; por lo cual recuperó la importancia el reconocimiento de excedentes.

#### **5.3.1 Facturación a usuarios AGPE**

La empresa tiene ciclos de facturación especiales para los usuarios AGPE, es decir que cuando un usuario cumple los requisitos para ser catalogado como usuario AGPE es cambiado de ciclo de facturación en el sistema de información de la empresa que generalmente son del primer día al último día del mes. Adicionalmente, la empresa tiene un proyecto nuevo por medio de su aplicativo comercial para liquidar y facturar los consumos de los usuarios AGPE.

Con relación al proceso de entrada de nuevos usuarios AGPE al mercado atendido por AIR-E, en lo que se refiere al rechazo de solicitudes por parte de la empresa cuando los usuarios realizan el proceso de radicación de la documentación para ser catalogados como AGPE, expresan que los niveles de rechazo son bajos y que el tiempo de aprobación o rechazo se realiza dentro del marco legal (2 días), rechazo a la solicitud inicial, es decir que cumpla los requisitos mínimos para evaluar la solicitud. Adicionalmente, y en línea con los tiempos estipulados, la empresa debe dar respuesta a la solicitud en un plazo no mayor a cinco (5) días hábiles, esta respuesta, de ser favorable ya cambia al usuario y lo introduce en el grupo de los usuarios AGPE. Todos los usuarios AGPE de acuerdo con lo manifestado por la empresa



cuentan con teledetector para la determinación del consumo y posterior liquidación.

Actualmente la empresa cuenta con quinientos cuarenta y ocho (548) usuarios AGPE, y tiene un aumento promedio de 35 usuarios al mes.

Dentro del proceso para que un usuario se incorpore con AGPE al sistema de distribución de la empresa, el usuario es el encargado de la instalación del sistema de autogeneración y del medidor bidireccional; si bien la empresa AIR-E ofrece el servicio de instalación de este, el usuario está en libertad de escoger el proveedor siempre y cuando cumpla con las condiciones estipuladas en la normatividad vigente. Con relación al reconocimiento de excedentes, la mayoría de los usuarios solicitan que estos sean reconocidos a través de la factura del servicio de forma que los dineros de la compra de excedentes reflejen un menor valor en la misma.

En lo que se refiere al acceso a la información, específicamente al acceso por parte del usuario AGPE a las matrices de consumo, se observó que la empresa en la actualidad no remite la matriz anexa en la factura, sino que las dispone mensualmente a través de un enlace remitido al usuario al correo electrónico indicado al momento del proceso de registro como usuario AGPE ante la empresa. Expresa el prestador que, en muchas ocasiones, durante el proceso de conexión, el usuario registra el correo electrónico del promotor que realizó la instalación del sistema AGPE por lo cual, el enlace para acceder a las matrices de consumo llega al proveedor y no al usuario, quien es el principal interesado en conocerlas.

Finalmente, para el tema de usuarios AGPE, es preciso indicar que la empresa actualmente tiene un desarrollo tecnológico por medio del cual remite de forma física a los usuarios no regulados las matrices de sus consumos con la liquidación de estos, y se tiene proyectado realizar el mismo proceso con los usuarios AGPE antes de terminar el 2024 de forma tal, que se remitan las matrices de consumo a los usuarios AGPE de manera física y adjuntas a las facturas.

#### **5.4 Facturación de Energía Reactiva**

En complemento a lo anterior, se consultó a la empresa por el número de usuarios AGPE con FNCER. Esto en atención a lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 4 de Decreto 0929 del

7 de junio de 2023, que modifica el artículo 2.2.3.2.4.9 del Decreto 1073 de 2015, el cual consagra:

*«ARTÍCULO 4. Modifíquese el Artículo 2.2.3.2.4.9 Decreto 1073 de 2015, el cual quedará así:*

*(...)*

*PARÁGRAFO 2. Los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva”».*

Condición cuyos efectos son de aplicación inmediata, tal como lo ratifica el Ministerio de Minas y Energía (MME) en comunicación expedida con código de validación b5996 y número de expediente 2021000031E del 23 de agosto de 2023, a saber:

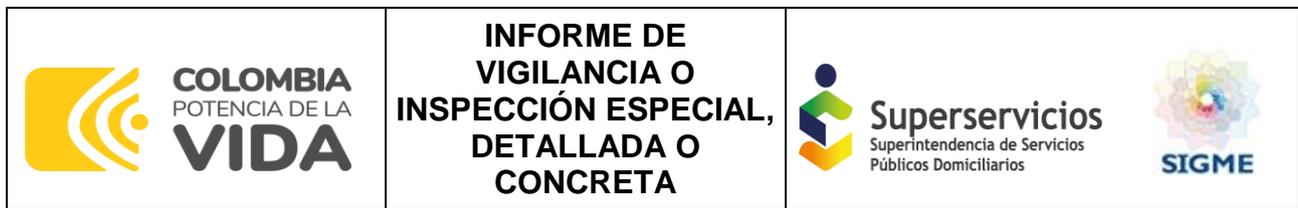
*Desde el MinEnergía, nos permitimos informar que la aplicación de la exención del cobro de energía reactiva para los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER es mandatoria, y su aplicación debería ser desde la expedición del Decreto 0929 del 07 de junio del 2023. Aclarando, que el decreto no indica sobre condiciones especiales para aplicar la exención.*

A la fecha de la visita de evaluación, de los 548 usuarios AGPE reportados, la empresa informó que todos los usuarios AGPE son usuarios con FNCER. En ese sentido, se consultó a la empresa desde cuándo se les dejó de facturar por concepto de energía reactiva a estos usuarios, a lo que la empresa informa que ese cambio se aplicó desde los consumos de junio, en la facturación de julio de 2023, es decir, a partir de la expedición del Decreto 0929 de 2023.

Lo anterior se pudo comprobar mediante los reportes de información que realiza la empresa en los formatos TC1 ‘Caracterización de Usuarios’ y TC2 ‘Facturación a Usuarios’ de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021<sup>1</sup>. Para esto, en el Sistema Único de Información (SUI) de la

---

<sup>1</sup> Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información – SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN.

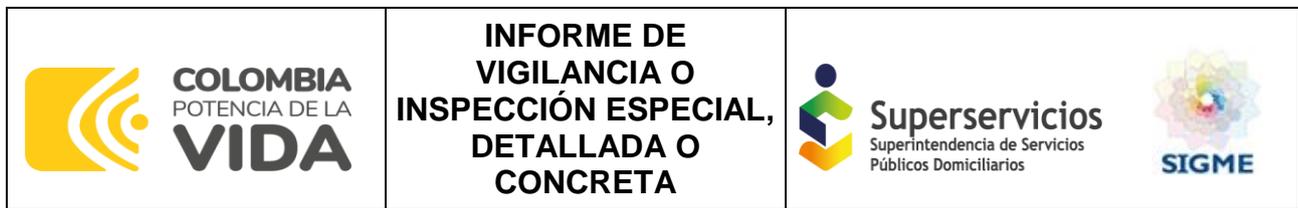


SSPD se consultó la base de datos de usuarios reportados por la empresa en el formato TC1 como AGPE, y los valores facturados a estos usuarios por energía reactiva en el formato TC2, de los cuales se evidenció que fueron reportados como cero (0), en concordancia a lo expuesto en el párrafo anterior. Adicionalmente, la empresa cuenta con una página web donde se pueden consultar los duplicados de las facturas remitidas a los usuarios<sup>2</sup>; allí se buscó una muestra de usuarios tomada de los formatos TC1 y TC2 para verificar lo expuesto por la empresa y se encontró toda la muestra conforme. Anexo a la comunicación con el informe se le remite a la empresa un listado de usuarios reportados como AGPE en el formato TC1 y que posterior a junio de 2023 fueron sujetos de cobro por concepto de energía reactiva. Sin embargo, al revisar en las facturas de esos usuarios a través del aplicativo de la empresa, no se encuentran irregularidades, **queda entonces que la empresa revise esos casos particulares para determinar si corresponden a reportes incorrectos al SUI.**

Otro aspecto relacionado con lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 0929 de 2023, tiene que ver con el aumento de las solicitudes de registro de usuarios AGPE con posterioridad a la expedición del mencionado decreto en junio de 2023. La empresa informa que, en enero de 2023 se tuvieron alrededor de 40 solicitudes de registro de usuarios AGPE y que, en enero de 2024 hubo alrededor de 200, menciona la empresa que dicha situación empezó a presentarse entre septiembre y octubre de 2023. Claramente, lo establecido en el citado parágrafo no restringe a ningún tipo de usuario para que pueda convertirse en AGPE, así, si un usuario que es sujeto de alta penalización por transporte de energía reactiva, no requiere más que convertirse en un AGPE para la exención del cobro de energía reactiva capacitiva e inductiva, independientemente de su capacidad instalada y de la cantidad de energía reactiva que pueda transportar. De ahí que pueda suponerse que parte de las causas del incremento de las solicitudes de registros para usuarios AGPE tiene que ver con la expedición del citado parágrafo.

---

<sup>2</sup> [Consulta de facturas AIR-E](#)



Para los demás usuarios diferentes a los AGPE, previo a la visita de evaluación, se le requirió a la empresa remitir una base de datos de los usuarios sujetos del cobro de energía reactiva donde se informe sobre sus consumos de energía reactiva capacitiva e inductiva, los montos facturados por estos conceptos, el factor M aplicado e información sobre los equipos de medición de esos usuarios.

Del archivo remitido en respuesta se evidencian varias situaciones:

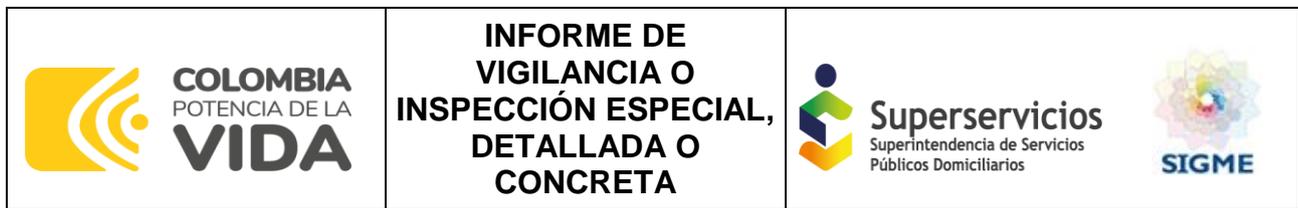
La primera, es que no se reporta la información sobre el «valor facturado por concepto de energía reactiva capacitiva». Al respecto, se le hizo la observación a la empresa y se le solicitó remitir nuevamente el documento actualizado con la información adicional requerida. Sin embargo, por tratarse de información comercial, era válido presumirse que los consumos allí reportados fueron sujetos de facturación y con ese precepto se hicieron las observaciones correspondientes, supuestos que también fueron hechos por los profesionales de la empresa en el momento del análisis de la información remitida, posteriormente, con la remisión del archivo actualizado por la empresa se pudo validar que, efectivamente, todos los consumos reportados por concepto de energía reactiva capacitiva fueron facturados.

Otra situación tiene que ver con la calibración de los medidores asociados a los usuarios que son sujetos a la facturación de conceptos de energía reactiva capacitiva. Situación que se aborda como sigue.

#### **5.4.1 Certificados de calibración**

En atención a la facturación de energía reactiva, previamente, en una primera revisión, la empresa reporta que hay usuarios con facturación por concepto de energía reactiva capacitiva sin tener un medidor calibrado en cuatro cuadrantes, la empresa informa que:

*De los 667 suministros identificados con cobro de reactiva para el periodo de evaluación, se tiene que 504 de los medidores asociados cuentan con un informe de laboratorio posterior a enero de 2019 y por lo tanto los equipos fueron calibrados en cuatro cuadrantes. Para los restantes 163 suministros se tiene que 65 fueron instalados en fecha posterior a enero de*



*2019 y en tal sentido cuentan calibración en cuatro cuadrantes. Los 98 faltantes fueron instalados en fechas anteriores o no se identifica un informe.*

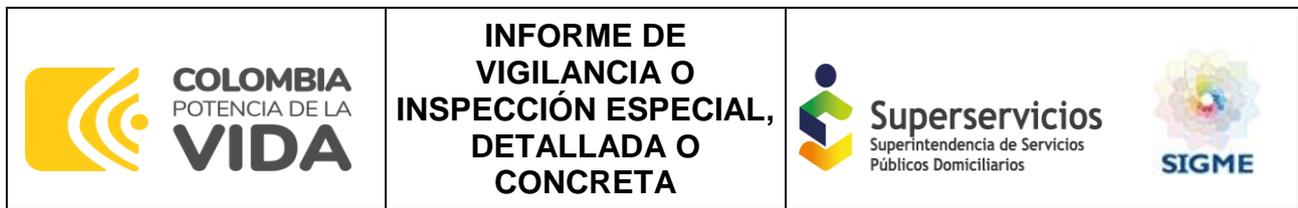
De aquí se encontró que, de los 163 suministros mencionados, estos corresponden a 162 NIC únicos. Así mismo, de la base de datos remitida por la empresa de los usuarios a los que se les factura por concepto de energía reactiva capacitiva y cuyos medidores inicialmente se reportaron como «no calibrados en 4 cuadrantes» 127 coinciden registros corresponden con la información de NIU y NIC reportada, 13 registros NIC no corresponden a los NIU reportados, es decir, para los NIC reportados el NIU que se reporta en las facturas no corresponde, y a 22 no se les encontró factura en el sistema al hacer la búsqueda.

Posteriormente, en el transcurso de la visita de evaluación, la empresa informa de la existencia de los 98 certificados reportados como faltantes. Como prueba, se le solicitó a la empresa la remisión de estos.

Al respecto, la empresa informa que:

*En el desarrollo de la visita se informó, respecto de los certificados de calibración que, de los 163 suministros mencionados en el párrafo anterior, se pudo comprobar de forma subsiguiente a la entrega del informe, que 160 cuentan con certificado de calibración en cuatro cuadrantes. Los restantes 3 suministros corresponden a tres fronteras que AIR-E ya no representa ante el ASIC.*

Como soporte, la empresa remite 258 archivos correspondientes a 159 certificados de calibración pertenecientes al mismo número de usuarios. Al respecto, se realizó la verificación con la información que reposa en el SUI para contrastar que lo remitido por la empresa corresponda a los casos de análisis. Se encontró que, de los archivos remitidos, hay 77 certificados que sí corresponden a los NIU requeridos; hay 18 certificados que no están relacionados a los NIU de los usuarios, es decir, no se encontró correspondencia de esos 18 certificados de calibración con los usuarios de la base de datos de análisis. Debido a que, en la información de las facturas que se encuentran en el aplicativo de la empresa, de forma general, no se reporta el número del serial de medidor asociado al usuario, no fue posible determinar la situación de los 64 casos restantes.



En resumen, se pudo validar la información correspondiente a 77 registros de los 159 remitidos, cuya calibración se evidenció en 4 cuadrantes para cada uno de los 77. Los 82 restantes no se pudieron validar con la información que remitió la empresa por lo que, hasta que no se aclare este hecho no se puede afirmar que la empresa dé cumplimiento a lo establecido por la regulación para el cobro del transporte de energía reactiva capacitiva a usuarios finales.

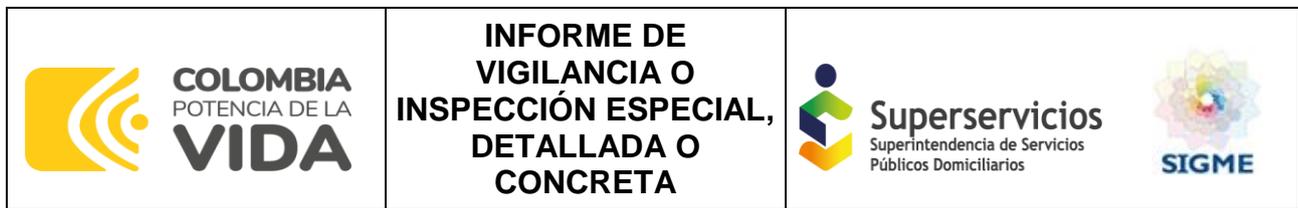
#### **5.4.2 Factor M**

En complemento a lo anterior, se analiza el entendimiento que tiene la empresa con relación a la aplicación del Factor M según lo establecido en el capítulo 12 de la Resolución CREG 105 de 2018 y en la Resolución CREG 199 de 2019.

Al respecto, la empresa informa que este se encuentra implementado en el sistema comercial, informa que el primer año lo tomaron a partir de los consumos del mes de enero de 2021, como una ventana de tiempo «movible», no consecutiva; para cada periodo se cuenta la cantidad de días penalizados por transporte de energía reactiva, tanto de inductiva como capacitiva – situación que cambia a partir de los consumos de febrero de 2024, de los cuales se debe considerar el consolidado mensual respecto del consumo de energía reactiva capacitiva en atención a lo dispuesto en la Resolución CREG 101 035 de 2024–; si el conteo de los días con penalización por transporte de energía reactiva es superior a 10, ese periodo se tiene en cuenta para la aplicación de la metodología que establece la regulación, bien sea para el conteo de los 12 meses previo al incremento o para continuar el incremento de la variable M como tal.

Cuando la variable ya ha iniciado su incremento y se presentan meses en los cuales el número de días penalizados por transporte de energía reactiva es menor o igual a diez, el valor de la variable se mantiene en el valor que tenía el mes anterior.

Cuando la variable M llega a 6, la empresa informa que esta se mantiene en el valor de 6 por 12 meses, independientemente de si en algún periodo con valor de 6 no supera la condición de exceso por más de diez días, es decir, la ventana de tiempo no es «movible». La única opción para que la variable cambie estando en valor de 6 es que, pasados 12 meses incremente a 7 o



si, por tres periodos consecutivos se tiene penalización por 10 días o menos; en este último caso la variable se reinicia al valor de uno (1) y permanecerá así hasta cuando, por 12 meses, consecutivos o no, se tenga condición de exceso de transporte de energía reactiva por más de 10 días. Situación que se ajusta a lo que dispone la regulación y que está aclarada en comunicación con número de radicado S2023002370 emitida por la CREG en atención a requerimiento realizado por la DTGE con solicitud de concepto sobre aplicación del factor multiplicador M, Resoluciones CREG 015 de 2018 y 199 de 2019.

La empresa también informa que, en atención a la expedición de la Resolución CREG 101 035 de 2024<sup>3</sup>, se hicieron los ajustes al sistema comercial para la facturación de marzo la cual da cuenta de los consumos del mes de febrero.

## **5.5 Reglamento de Comercialización**

Un aspecto importante que fue sujeto de consulta a la empresa tiene que ver con lo establecido en el capítulo II 'Cambio de Comercializador' de la Resolución CREG 156 de 2011, particularmente con lo consagrado en el artículo 56 sobre la expedición del Paz y Salvo para el cambio de comercializador.

La regulación establece que, cuando un usuario desea hacer el cambio de comercializador, el comercializador que le presta el servicio deberá dar respuesta a la solicitud de paz y salvo dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes al día en que se hace la solicitud. Eso no depende de la condición del usuario, es decir, no depende de si está o no está a paz y salvo, se debe atender a la solicitud dentro de los cinco días hábiles siguientes a la solicitud. En caso de que el usuario no se encuentre a paz y salvo con el comercializador que le presta el servicio, la regulación establece que, este deberá dar respuesta por escrito, dentro del plazo señalado, indicando claramente los números de referencia de las facturas en mora, el período de suministro correspondiente y el valor pendiente de pago del respectivo usuario.

---

<sup>3</sup> Por la cual se modifica el numeral 4.2.4 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998.

Este es un aspecto de interés en atención a las reiteradas quejas allegadas a la DTGE por demoras en la atención a las solicitudes por parte de AIR-E ante las solicitudes de expedición del paz y salvo para el cambio de comercializador.

Para los años 2022 y 2023, la empresa reportó haber recibido un total de 821 solicitudes de expedición de paz y salvo para el cambio de comercializador, de las cuales 374 ocurrieron en 2022 y 447 en 2023. Del total de solicitudes, se encontró que 348 fueron atendidas incumpliendo el tiempo que establece la regulación para dar respuesta a estas solicitudes y 9 más presentaron reportes equivocados en las fechas de manera que no es posible asegurar si están o no dentro de los tiempos permitidos por la regulación.

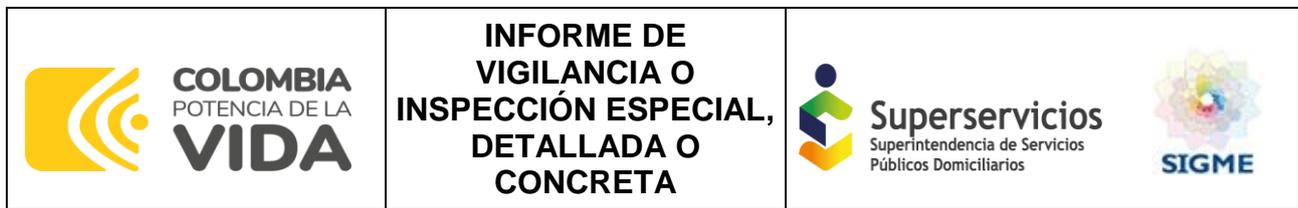
Respecto de las 348 solicitudes que no fueron atendidas dentro del tiempo que establece la regulación, la distribución de estas se muestra en la Tabla 18.

**Tabla 18.** Reporte de incumplimientos a los tiempos de respuesta a solicitud de paz y salvo.

Año	Mes	Solicitudes con tiempos incumplidos
2022	Febrero	1
	Marzo	1
	Abril	10
	Mayo	3
	Junio	8
	Julio	25
	Agosto	31
	Septiembre	24
	Octubre	12
	Noviembre	12
	Diciembre	16
	2023	Enero
Febrero		27
Marzo		12
Abril		10
Mayo		7
Junio		62
Julio		24
Agosto		25
<b>Total</b>		<b>348</b>

Fuente: AIR-E SAS ESP – Elaboración DTGE.

La información reportada muestra que, para 2023 hubo un total de 205 solicitudes de expedición de paz y salvo que fueron atendidas por fuera del tiempo que establece la

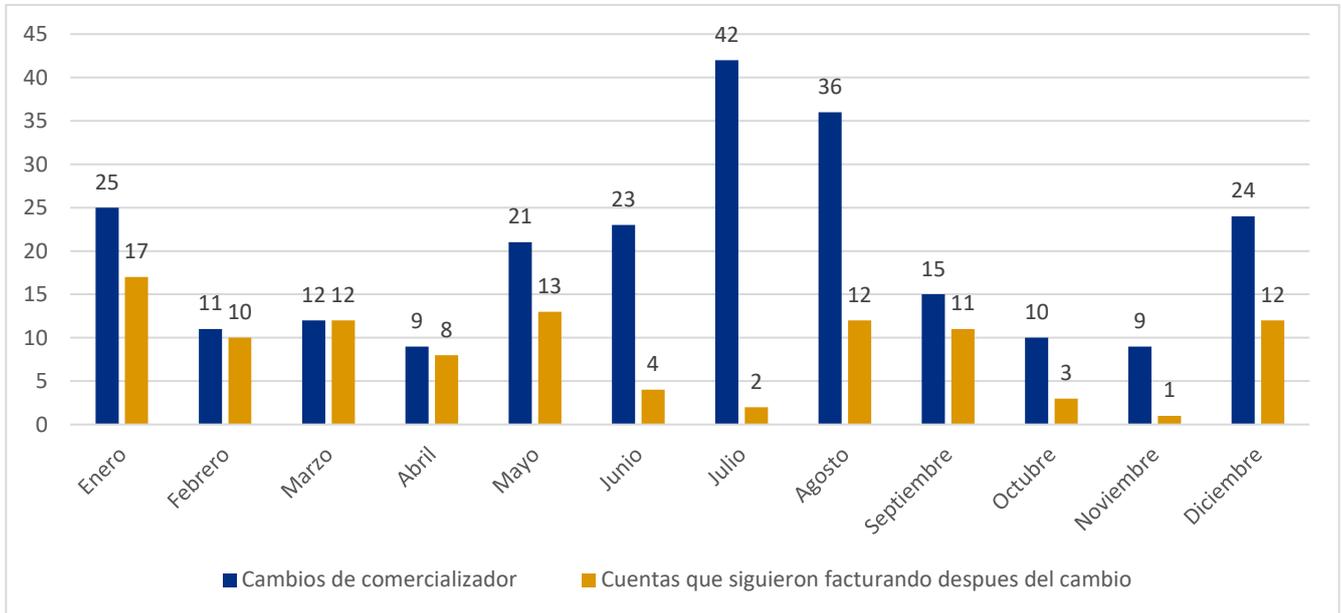


regulación; de esas 205, 156 ocurrieron en el primer semestre del año y las otras 49 ocurrieron en los meses de julio y agosto. En los meses restantes no se presentaron los mencionados incumplimientos.

El resultado descrito anteriormente, parte de las mesas de trabajo llevadas a cabo en los meses junio y julio de 2023 entre la DTGE y AIR-E, y, posteriormente, entre la DTGE, AIR-E y los agentes que presentaron las reclamaciones en contra de AIR-E por las demoras (o no atención) a las solicitudes. Dichos espacios propiciaron mejoras en la organización de la empresa para la atención a los otros agentes entrantes en su mercado de comercialización, de forma que se dedicó un equipo de trabajo para atender a esas solicitudes y para atender de forma prioritaria las solicitudes pendientes y que representaban principal relevancia para los agentes interesados.

Otra situación evidenciada con los usuarios que cambian de comercializador tiene que ver con que, la empresa, luego de que un usuario cambia de comercializador, no realiza pronta actualización de los registros de esos usuarios en su sistema comercial y les sigue emitiendo facturas a pesar de que ya son usuarios atendidos por otros comercializadores. En la Figura 17 se muestra el reporte comparativo de los cambios de comercializador que se han realizado en cada mes de 2023 y de los correspondientes usuarios que, luego de haber cambiado de comercializador, fueron usuarios que siguieron siendo facturados por AIR-E. Cabe agregar que, en varios casos ese hecho se mantuvo por más de un periodo para un mismo usuario. Otro aspecto por destacar tiene que ver con el hecho de que la empresa, en varias de esas situaciones determina esos consumos facturados mediante estimación.

**Figura 17. Usuarios facturados después del cambio de comercializador – 2023.**



Fuente: AIR-E SAS ESP.

De la figura anterior se puede inferir la proporción de usuarios a los que se les remitió una factura estando ya atendidos por otro comercializador, esto para el año 2023. Al respecto, no se puede evidenciar una mejora notable en el tiempo de dicho comportamiento, por ejemplo, en el primer semestre de 2023 de los 105 casos reportados por la empresa, en el primer semestre ocurrieron 64 y en el segundo semestre 41, lo que porcentualmente representa un 60% y 40%, respectivamente. Si se compara esa situación por cada periodo de manera individual, en los primeros 5 meses de 2023, la relación de facturas emitidas a usuarios que realizaron cambio de comercializador y de los cambios de comercializador realizados oscila entre el 60% y el 100%, esta proporción se disminuye en los meses siguientes, pero, como se mencionó, no con una disminución significativa.

Un aspecto importante que cabe poner en consideración respecto a lo reportado es que, como se mencionó, parte de esa facturación emitida puede deberse a que no se tiene la actualización oportuna de la información de los usuarios en el sistema comercial de la empresa. En ese

sentido, cabe preguntarse si esa energía facturada y que no debió ser facturada<sup>4</sup> (más allá de que posteriormente se hayan hecho las refacturaciones correspondientes), hace parte de la energía que la empresa tiene en cuenta para los cálculos de flujos de energía hecho que afectaría, entre otras variables, el cálculo de las pérdidas totales de energía, es decir, cómo puede asegurar la empresa que no tiene en cuenta esa energía facturada, por ejemplo, para el cálculo de las pérdidas, toda vez que la empresa no tiene control de su esas facturas corresponden o no al momento de su expedición.

En complemento, el artículo 47 del Reglamento de Comercialización estipula las reglas para las visitas conjuntas como sigue:

*ARTÍCULO 47. PROGRAMACIÓN DE VISITAS DE REVISIÓN CONJUNTA. Para la realización de visitas que requieran la presencia del operador de red y del comercializador, el agente interesado deberá solicitar la visita al otro agente, mediante comunicación escrita.*

*El agente cuya presencia sea solicitada deberá notificar la fecha y hora de la visita, por un medio expedito como correo electrónico o fax, en un plazo no mayor a dieciocho (18) horas contadas desde el recibo de la solicitud. La visita deberá realizarse dentro de las cuarenta y ocho (48) horas siguientes al recibo de la solicitud, o en el plazo definido de común acuerdo entre los dos agentes. Cuando se requiera interrumpir el servicio a los Usuarios, la visita deberá realizarse en un plazo no menor al establecido en el numeral 3 del artículo 24<sup>[5]</sup> de este reglamento.*

Relacionado al artículo previamente citado, también es importante considerar el artículo 39 del mismo reglamento, la norma consagra:

---

<sup>4</sup> ya que en gran proporción proviene de un consumo estimado debido a situaciones tales como encontrar otro medidor en el predio, sin tener en cuenta que corresponde a otro comercializador, o que no se pudo hacer lectura, quizá por la misma razón del cambio de medidor.

<sup>5</sup>3. Notificar al comercializador la ocurrencia de los eventos programados de que trata el inciso 2o del numeral 5.5.3.2. del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998, o aquella que la modifique o sustituya, con una antelación no inferior a veinticuatro (24) horas adicionales al término señalado en dicho inciso.

*ARTÍCULO 49. SUSPENSIÓN Y RECONEXIÓN DEL SERVICIO. El comercializador será el único responsable por las decisiones de suspensión y reconexión del servicio a los Usuarios que atiende, en cumplimiento del contrato del servicio público domiciliario de energía eléctrica.*

*(...)*

*3. En los eventos en que el comercializador solicite al operador de red la suspensión o reconexión del servicio, el operador de red deberá considerar:*

*a) <Literal modificado por el artículo 8 de la Resolución 43 de 2012. El nuevo texto es el siguiente:> Las maniobras de suspensión deberán ser programadas y realizadas dentro de los tres (3) días hábiles siguientes al recibo de la solicitud escrita del comercializador, salvo que el comercializador solicite la cancelación de las mismas mediante comunicación escrita. Las maniobras de reconexión deberán ser programadas y realizadas en el plazo señalado en el artículo 42 del Decreto 19 de 2012 o la norma que lo modifique o sustituya (...).*

Situación que se trae a colación a razón de que, en conjunto con las numerosas quejas por parte de otros agentes en contra de AIR-E por las demoras en la respuesta a la solicitud de expedición de paz y salvo, se presentaron números importantes de reclamaciones por no atención por parte de AIR-E a las solicitudes de visita conjunta. Respecto a lo expuesto, se le solicitó a la empresa un informe con las estadísticas de las solicitudes de visitas conjuntas con las fechas de solicitud y tiempos de respuesta y tiempos de ejecución, por mes para 2023. Requerimiento que quedó con fecha de entrega el 31 de julio de 2024, por lo que a fecha de elaboración del presente informe no se tiene un análisis de los indicadores y avances de la empresa en la mejora de dicho aspecto. Mejora que sí se notó en cuanto a la atención a las solicitudes de expedición del paz y salvo para el cambio de comercializador del que habla el artículo 56 del Reglamento de Comercialización, como se evidencia en la Tabla 18, luego de agosto de 2023; para ese año no se reportaron incumplimientos por parte de la empresa con relación a los tiempos que le otorga la regulación para atender las solicitudes de expedición de paz y salvo para el cambio de comercializador.

## 5.6 Código de Medida

Un primer aspecto por mencionar, relacionado también a quejas de otros agentes, tiene que ver con los requisitos establecidos por la empresa AIR-E en su norma técnica Código: DE.ES.011, Ed. 3, «Especificaciones Particulares para Instalaciones de Conexión y Enlace», respecto de la medición en dos elementos. Este aspecto se encuentra contemplado en el literal *j* del anexo 4 de la Resolución CREG 038 de 2014 (Código de Medida), como sigue:

*j) Para los puntos de medición tipo 1 o ubicados en niveles de tensión iguales o superiores a 57,5 kV, el sistema de medición debe determinar la energía para cada una de las tres (3) fases, a través de un sistema de tres (3) transformadores de tensión y tres (3) transformadores de corriente. Para los demás puntos de medición, se pueden emplear sistemas de medición con dos elementos, Conexión Aron, siempre y cuando se cumplan los supuestos para este tipo de conexión y las características técnicas del punto de conexión así lo permitan.*

Cabe citar lo establecido en el literal *b* del anexo 4 de la Resolución CREG 038 de 2014:

*b) La instalación debe cumplir con lo señalado en el manual de operación y en las normas técnicas expedidas por el OR, de acuerdo con lo señalado en los numerales 4.2 y 5.5.1 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.*

***En todo caso, las normas del OR no podrán contravenir lo establecido en esta resolución o en las normas técnicas nacionales o internacionales aplicables***  
(negrilla fuera de texto).

Con relación al citado apartado regulatorio, la mencionada norma técnica de AIR-E contempla lo siguiente:

*5.2.3.3.1. Supuestos requeridos y características técnicas del punto de conexión para la conexión Aron*

*Nos permitimos indicar los supuestos y las características técnicas del punto de conexión, requeridos para la aprobación de la conexión tipo Arón de los equipos de*

*medida conectados en las redes de Air-e. En este sentido, deben cumplirse las siguientes condiciones para que pueda darse viabilidad a la aplicación de este tipo de conexión:*

- 1. Debe cumplirse lo indicado por el teorema de Blondell. En este sentido, los conductores de alimentación solo deberán ser las 3 fases del circuito y no puede existir un conductor de neutro o de puesta a tierra en el primario de la conexión. Así las cosas, no se permite conexión Aron para transformadores de distribución cuyo grupo vectorial sea Y-Y, ni transformadores monofásicos aterrizados en el primario.*
- 2. El sistema eléctrico trifásico debe ser balanceado y simétrico, lo cual implica que el interesado (Usuario, promotor u otro comercializador) pueda demostrar que las tensiones y corrientes por cada fase tengan la misma amplitud, y el mismo desfase de  $120^\circ$  entre cada fase; asimismo, las impedancias de la carga sean iguales en ángulo y en magnitud.*
- 3. El factor de potencia del sistema trifásico se mantenga constante.*
- 4. La red de media tensión no puede ingresar a la propiedad del cliente. Si es del caso que la red de media tensión entre al predio del cliente, los equipos de medida se deberán instalar en el límite de propiedad, en el punto de conexión, medida con un transformador de corriente y uno de tensión por fase.*
- 5. La configuración sea del tipo Equipo de medida-Seccionador-transformador y sólo exista un sólo transformador en la instalación del cliente de tipo trifásico.*

En atención a lo expuesto, se recibieron varias quejas por parte algunos agentes quienes consideraban que lo establecido en la norma técnica estaba en contradicción a lo dispuesto en el citado literal *b* del anexo 4 del Código de Medida.

En atención a las quejas recibidas por parte de otros agentes, la DTGE sostuvo varios espacios con la empresa AIR-E y con algunos de estos agentes para discutir sobre los supuestos planteados por AIR-E para la medición en dos elementos. Adicionalmente, desde la DTGE se realizaron los respectivos análisis del tema, también se elevó consulta a la CREG sobre el

particular, así como también se consultó con académicos y expertos en el tema con el propósito de determinar la validez de lo planteado por AIR-E en su norma técnica respecto de los supuestos para la medición en dos elementos. Producto del análisis, en comunicación con radicado SSPD 20242230663181, la DTGE realizó comunicación a la empresa AIR-E donde se le informó que:

*(...) a juicio de esta Dirección, para el caso de la medición en dos elementos, se debe cumplir que, en el punto de medición, el sistema sea un sistema trifásico trifilar, es decir, debe cumplirse el teorema de Blondell.*

*Adicionalmente, cabe mencionar que no existe ninguna evidencia por parte del prestador de que, en un sistema desbalanceado la medición en dos elementos no sea confiable. Esto, a razón de que, en un sistema trifásico trifilar, i. e., en ausencia de neutro, igualmente se cumple la ley de Kirchhoff, significa esto que la suma de las potencias que registran los dos vatímetros es la potencia total del sistema. Tampoco considera esta Dirección que supuestos relacionados a mantener ciertos valores de factor de potencia, frecuencia y desfases sean supuestos válidos para la medición en dos elementos.*

*Cabe recordar que, previamente, esta Dirección ha requerido a AIR-E para justificar sus consideraciones y posturas sobre la medición en dos elementos y no se ha obtenido de ello una respuesta que determine la validez de sus argumentos y posturas (...)*

*(...)*

*En los análisis realizados por esta Dirección, el método Aron para sistemas trifásicos trifilares mide adecuadamente la potencia activa para cualquier tipo de ondas del sistema trifilar y la potencia reactiva de un sistema con ondas sinusoidales, sistema que, no necesariamente es equilibrado ni en tensión ni en corriente, ya que se cumple la condición para ambas potencias que la suma de las tres corrientes es cero en todo momento (ley de Kirchhoff).*

En la misma comunicación se le recordó a la empresa que el Consejo Nacional de Operación (CNO) menciona que:

*Después el (sic) análisis técnico efectuado por varias empresas y tratado en el Subcomité de Revisión y Vigilancia del SIC, el Consejo considera que la medición para un sistema trifásico es viable técnicamente con alta confiabilidad mediante un sistema de dos elementos.*

Así las cosas, producto de las discusiones del tema con la empresa AIR-E, esta informa que se encuentra en revisión para aprobación la nueva versión de su norma técnica Código: DE.ES.011, Ed. 3, «Especificaciones Particulares para Instalaciones de Conexión y Enlace» en la cual no estarán estipulados los supuestos 2 y 3, a saber:

*2. El sistema eléctrico trifásico debe ser balanceado y simétrico, lo cual implica que el interesado (Usuario, promotor u otro comercializador) pueda demostrar que las tensiones y corrientes por cada fase tengan la misma amplitud, y el mismo desfase de 120° entre cada fase; asimismo, las impedancias de la carga sean iguales en ángulo y en magnitud.*

*3. El factor de potencia del sistema trifásico se mantenga constante.*

Documento que queda para remisión a la DTGE como soporte del cumplimiento de lo establecido en el citado literal *b* del anexo 4 del Código de Medida.

Adicionalmente, es muy importante tener en cuenta que, en la comunicación remitida a la empresa mediante radicado SSPD 20242230663181 se le hizo el llamado a que, no solo realizará la revisión de la norma particular de análisis, sino que, de manera general, cualquier otra norma interna que pudiera verse inmersa en la misma situación de interponer requisitos que pudieran contravenir o estar por encima de la regulación. Se le recuerda el mensaje de que:

*En caso de advertir que la norma interna en mención, contraría lo dispuesto en el Código de Medida, sírvase realizar las acciones tendientes a la modificación y ajuste de este documento técnico y **demás disposiciones conexas que incluyan este tipo de situaciones** so pena de las acciones de control por parte de las autoridades competentes (negrilla fuera de texto).*

Se le solicitó que:

*Así mismo, se solicita revisar las solicitudes para este tipo de conexiones para que, en caso de dar cumplimiento a la regulación y las normas de la empresa (en cumplimiento del literal b del anexo 4 de la Resolución CREG 038 de 2014), no se configuren presuntos casos de abuso de posición dominante y no se límite la libertad del usuario a la libre elección de su comercializador.*

En ese sentido, se reitera que la indicación dada por la DTGE no aplica únicamente a la norma técnica de estudio sino a todas aquellas que pudieran contemplar ese tipo de exigencias.

Ahora bien, de igual manera es importante considerar que, no solo la empresa estableció esos requisitos en su norma técnica Código: DE.ES.011, Ed. 3, sino que, AIR-E, en comunicación con radicado AIR-E No. 202303000060971 del 19 de septiembre de 2023, emitió una carta dirigida a los agentes comercializadores con asunto «*Información cambio de sistema de medida*», en la cual informa:

*(...) reiteramos que para todas las instalaciones, adecuaciones y/o modificaciones en el sistema de medida, incluyendo los aumentos de carga o reposición de TC/TT en las redes de Air-e, solo serán aceptadas aquellas conexiones cuyo número de elementos (TC y TT), coincida con el número de fases.*

*En ese sentido, para un esquema trifásico sólo será aceptada la medición a tres (3) elementos. Esta disposición también aplicará para cambios de comercializador, y normalización o reposición de TC/TT de usuarios representados por otros comercializadores conectados en las redes de Air-e.*

Lo citado antes, claramente plantea exigencias respecto de los sistemas de medición que están por encima de lo que establece la regulación. La norma establece que «*Para los puntos de medición tipo 1 o ubicados en niveles de tensión iguales o superiores a 57,5 kV, el sistema de medición debe determinar la energía para cada una de las tres (3) fases, a través de un sistema de tres (3) transformadores de tensión y tres (3) transformadores de corriente. Para los demás puntos de medición, se pueden emplear sistemas de medición con dos elementos,*

*Conexión Aron*». Dicho de otro modo, la obligatoriedad de que el sistema de medición contemple un elemento por fase es para un sistema de medición que a) corresponda a un tipo de punto de medición <sup>6</sup>, que debe cumplir con un consumo o transferencia de energía mayor o igual a 15000 MWh/mes y/o cuente con una capacidad instalada mayor o igual a 30 MVA y b) se encuentre a un nivel de tensión igual o superior a 57,5 kV. Para los demás puntos de medición, la regulación permite la medición en dos elementos cuando se cumplen las condiciones técnicas para ello; tema que se aclaró previamente.

En ese sentido, esta SSPD exhorta a la empresa AIR-E a dar alcance a su comunicación con radicado AIR-E n.º 2023030000060971 del 19 de septiembre de 2023, y dar copia a esta Superintendencia, a razón de ajustar los requisitos conforme los permite la regulación y dar un mensaje claro al respecto a los comercializadores, ya que, hechos como exigir que **«para todas las instalaciones, adecuaciones y/o modificaciones en el sistema de medida, incluyendo los aumentos de carga o reposición de TC/TT en las redes de Air-e, solo serán aceptadas aquellas conexiones cuyo número de elementos (TC y TT), coincida con el número de fases** (negrilla fuera de texto)», claramente están por encima de los requisitos que establece la regulación, situación puede llegar a incurrir en hechos de Abuso de posición dominante los cuales deben ser analizados por la autoridad competente<sup>7</sup>.

Aspectos adicionales al Código de Medida se analizan a continuación.

### **5.6.1 Fronteras comerciales**

Como primera medida se relacionan las fronteras comerciales representadas por AIR-E para la vigencia 2023.

---

<sup>6</sup> Definido en el artículo 6 del Código de Medida.

<sup>7</sup> Al respecto es preciso indicar que, con la expedición de la Ley 142 de 1994, la Superservicios tuvo dentro de sus funciones, la de adelantar las investigaciones por competencia desleal y por prácticas discriminatorias, abusivas o restrictivas de la competencia entre prestadores de servicios públicos domiciliarios, por lo que, atendiendo lo dispuesto en los artículos 34, 32.79 y 133 de la Ley 142 de 1994, ejecutó en ejercicio de sus competencias, las actuaciones pertinentes referentes a la competencia desleal, prácticas restrictivas de la competencia y abuso de la posición dominante, función que cumplió hasta la expedición de la Ley 1340 de 2009. En efecto, el artículo 6 de la Ley 1340 de 2009, otorgó a la Superintendencia de Industria y Comercio–SIC, las funciones de conocer en forma privativa las investigaciones administrativas, de imponer multas y de adoptar las decisiones necesarias frente a la infracción de las disposiciones sobre competencia desleal.

La distribución de estas se presenta en la Tabla 19.

**Tabla 19.** *Fronteras comerciales con reporte al ASIC representadas por AIR-E 2023, contenidas en el ASIC.*

Representante de frontera	Frontera Comercialización tipo entre agentes y usuarios	Frontera Generación	Frontera Comercialización entre agentes	Frontera de enlace internacional	Frontera de interconexión internacional	Frontera de distribución	Frontera de DDV	Total
AIR-E SAS ESP - Comercializador	649	0	52	0	0	106	0	807

Fuente: XM – Elaboración DTGE.

La información reportada en la tabla anterior corresponde a la información que reposa en XM en su función de ASIC. Cabe agregar que, previo a la visita de inspección a la empresa, se solicitó remitir una base de datos que contenga el listado de fronteras comerciales con reporte al ASIC para las cuales AIR-E ejerce como Representante de Frontera (RF), sin embargo, esta información difiere de la base de datos que maneja la DTGE obtenida del ASIC. La información remitida por AIR-E se reporta en la Tabla 20.

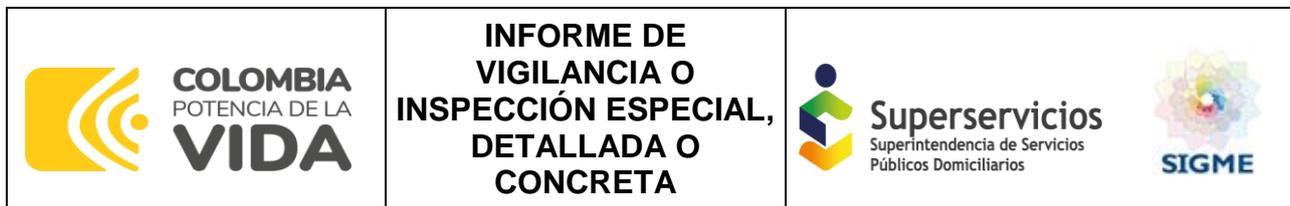
**Tabla 20.** *Fronteras comerciales con reporte al ASIC representadas por AIR-E 2023, remitidas por AIR-E.*

Representante de frontera	Frontera Comercialización tipo entre agentes y usuarios	Frontera Generación	Frontera Comercialización entre agentes	Frontera de enlace internacional	Frontera de interconexión internacional	Frontera de distribución	Frontera de DDV	Total
AIR-E SAS ESP - Comercializador	590	0	53	0	0	106	0	749

Fuente: AIR-E – Elaboración DTGE.

Lo anterior representa una diferencia de 59 fronteras comerciales tipo Entre Agentes y Usuarios que no están reportadas por AIR-E en la base de datos, y 1 frontera tipo Entre Agentes la cual aparece en la base de datos de AIR-E pero que no está en la base de datos del ASIC. Esto último se debe a que la empresa AIR-E reporta en la base de datos una frontera tipo Entre Agentes registrada el 29 de febrero de 2024.

En ese sentido, no se cuenta con la información de esas 59 fronteras tipo Entre Agentes y Usuarios respecto de los elementos del sistema de medición para verificar, en un primer



reporte, si los sistemas de medición asociados a esas fronteras cumplen lo que establece la regulación. **Corresponde a la empresa dar aclaración al respecto.**

En la Tabla 19 se han resaltado dos tipos de fronteras y la cantidad de estas, las cuales son de gran importancia y de las que se hará mención en subsecciones siguientes, esto sin desconocer las situaciones con las fronteras tipo «Entre Agentes y Usuarios» sobre las cuales también se trata en este informe.

En primer lugar, sobre las fronteras de Generación, se hace importante dejar el antecedente de que, a finales de 2023 (e incluso a la fecha elaboración del presente informe) la empresa AIR-E no tiene ninguna frontera de generación registrada ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

En línea con lo anterior, se pone de presente que, hasta el 13 de diciembre de 2023 AIR-E fue registrado como agente generador ante el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

### **5.6.2 Fallas y cancelaciones de fronteras comerciales**

Respecto de las fallas, se pregunta a la empresa por el proceso de identificación y reporte de las fallas. La empresa informa que se tiene en cuenta el proceso definido en el artículo 38<sup>8</sup> de la Resolución CREG 038 de 2014, entendiéndose además que aplica principalmente a los usuarios no regulados. Así, antes de hacer la declaratoria en falla de la frontera, se toma el acta, se analiza hasta tener las condiciones que permitan tener la certeza del componente por el cual se va a determinar la falla, esto con el propósito de tener la trazabilidad hasta llegar el reporte al ASIC.

En un ejercicio típico, las primeras alertas las da el Centro de Gestión de Medida, en sus rutinas hacen revisión de tensiones, corrientes, factores de potencia, etc., cuando hay

---

<sup>8</sup> Establece que, mientras se reparan o reponen los elementos de los sistemas de medición que se encuentren en falla o hayan sido hurtados, las lecturas deben ser estimadas empleando los métodos allí establecidos.

desviaciones generan las alertas y el equipo de medidas del territorio contrasta la anomalía. También ocurre que el personal en sitio puede reportar las novedades que encuentre.

Para la vigencia 2023, el reporte de fallas en los elementos del sistema de medición de la empresa, identificando el tipo de falla, se presenta en la Tabla 21.

**Tabla 21.** *Relación de tipos de falla por elemento del sistema de medición 2023.*

TIPO DE FALLA	Total
Falla Contador Principal	15
Falla Dispositivos de interfaz de comunicación	81
Falla No Envío de Lectura	28
Falla Transformador de Corriente (TC)	8
Falla Transformador de Potencial (TP)	15
<b>Total</b>	<b>147</b>

Fuente: XM – Elaboración DTGE.

Se identifican por tanto 147 fallas cuya distribución por tipo de frontera se presenta a continuación en la Tabla 22:

**Tabla 22.** *Relación de número de fallas por tipo de frontera en el sistema de medición.*

Elemento en falla	Tipo No Regulado	Tipo Regulado	Total
Desconocido	26	2	28
Dispositivos de Interfaz de Comunicación	80	1	81
Medidor Principal	15	0	15
Transformador de Corriente	8	0	8
Transformador de Potencia	15	0	15
<b>Total</b>	<b>144</b>	<b>3</b>	<b>147</b>

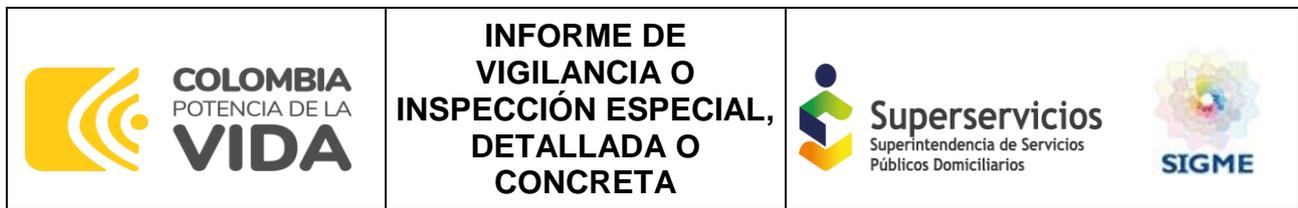
Fuente: XM – Elaboración DTGE.

Ahora bien. Esta información, que tiene como fuente lo registrado en XM, difiere un poco de lo presentado por la empresa.

**Tabla 23.** *Relación de tipos de falla por elemento del sistema de medición 2023.*

TIPO DE FALLA	Total
Falla Contador Principal	15
Falla Dispositivos de interfaz de comunicación	110
Falla Transformador de Corriente (TC)	10
Falla Transformador de Potencial (TP)	18
<b>Total</b>	<b>153</b>

Fuente: AIR - E – Elaboración DTGE.



En total, en la Tabla 23, la empresa reporta haber presentado un total de 153, diferencia que no es significativa, pero que sí difiere con lo que reporta XM para el mismo periodo de tiempo, es decir, desde el 1 de enero de 2023 al 31 de diciembre de 2023.

Cabe destacar que más del 70% de las fallas reportadas tienen que ver con los sistemas de comunicaciones de los sistemas de medición, los reportes de fallas en los transformadores de corriente y tensión y del medidor principal se encuentran en proporciones similares.

En atención a ese alto porcentaje que representan las fallas en los sistemas de comunicaciones, la empresa informa que en los análisis realizados detectó anomalías en el módem, situación que se ha generado por la adquisición de equipos que representan menores costos para el usuario, hecho que, como lo informa la empresa, corresponde alrededor del 95% de los casos y que corresponden a una marca de equipo en particular. Las tomas termográficas que ha realizado la empresa en esos equipos han dado cuenta que los capacitores alcanzan temperaturas que oscilan entre los 100 y 120 °C, razón que los llevó a ajustar las especificaciones técnicas para tener una mejora en la robustez de los módems exigidos; hecho que implicó que no se volvieran a adquirir ese tipo de módems.

Ahora bien, respecto de las cancelaciones de fronteras que tienen que ver con incumplimientos regulatorios<sup>9</sup>, en el momento de la visita, la empresa informa que para 2023 se presentaron 3 cancelaciones por «superación de plazo» para normalizar la falla y 2 cancelaciones por «acumulación de fallas», ambos conceptos establecidos en el Código de Medida en el anexo 7 y el artículo 36, respectivamente.

Sin embargo, la información con la que cuenta la DTGE es diferente, en ese mismo espacio se le informó a la empresa que en los reportes que se tienen, tomados de la base de XM, se da cuenta de 4 fronteras canceladas por causal de «superación de plazo» y de 7 por «acumulación de fallas», por lo que la información que le presentó AIR-E a la SSPD es

---

<sup>9</sup> Vale recordar que también hay cancelación de fronteras por causales diferentes a incumplimientos regulatorios tal como se presenta en el artículo 11 de la Resolución CREG 157 de 2011.

incorrecta ya que reporta un número muy inferior de fronteras canceladas para las causales descritas del que tiene en conocimiento la DTGE.

En línea con lo anterior, se le solicitó a la empresa remitir un informe, sobre las fronteras canceladas (las 19 reposan en la base de datos de XM, 8 para 2022 y 11 para 2023) por los causales de incumplimiento al Código de Medida, donde se dé cuenta del impacto en cuanto al cambio de CU percibido por el usuario una vez afectado por la cancelación de su frontera comercial.

La información remitida por la empresa permite, en primer lugar, validar el número de fronteras contenida en la base de datos de la DTGE obtenida de XM y, en segundo lugar, dar cuenta de las diferencias porcentuales en el CU que percibió el usuario una vez su frontera fue cancelada por incumplimiento al Código de Medida por parte de AIR-E, como representante de frontera.

Un análisis simple que permite acercarse al impacto ocasionado a cada uno de esos usuarios se muestra en la Tabla 24.

**Tabla 24. Estimado de incrementos en la facturación mensual**

# Caso	Incremento porcentual en CU producto de la cancelación	Incremento en pesos por concepto de «consumo»
1	0,00%	\$ 0,00
2	22,69%	\$ 2.471.239,43
3	38,25%	\$ 193.402,03
4	0,00%	\$ 0,00
5	0,00%	\$ 0,00
6	-10,75%	-\$ 3.536.829,50
7	0,00%	\$ 0,00
8	20,31%	\$ 1.365.588,18
9	18,32%	\$ 5.385.847,80
10	-21,22%	-\$ 2.723.989,73
11	26,03%	\$ 8.419.012,61
12	25,97%	\$ 6.158.909,62
13	0,00%	\$ 0,00
14	-3,83%	-\$ 251.700,48
15	-25,65%	-\$ 9.468.540,31
16	31,75%	\$ 20.500.830,56
17	37,45%	\$ 8.260.956,93
18	20,28%	\$ 39.966.665,47

# Caso	Incremento porcentual en CU producto de la cancelación	Incremento en pesos por concepto de «consumo»
19	31,68%	\$ 7.923.076,08

Fuente: AIR - E – Elaboración DTGE.

La información que se reporta en la Tabla 24 da cuenta del cambio porcentual que tuvo el CU para cada uno de los usuarios a los que se les canceló su frontera comercial por motivo de incumplimiento regulatorio para las vigencias 2022 y 2023 –este se determinó con los datos reales de los CU de AIR-E como comercializador y del posterior CU aplicado por el Prestador de Última Instancia (PUI) –, así como un estimado de cuánto sería el cambio en pesos del periodo de cancelación posterior, consumo que se determinó tomando en cuenta el consumo promedio del usuario de los seis periodos anteriores, de forma que el producto de ese consumo por la diferencia de esos CU da como resultado el incremento en pesos. Téngase presente que únicamente se calcula un incremento en pesos con relación al consumo facturado de energía activa. De ser un usuario sujeto de concepto de contribución, los montos reportados en el incremento se verían afectados por factor de 1,2, lo cual daría cuenta de la aplicación de dicha contribución.

Como resultado de la validación, en la Tabla 24 se reportan 5 usuarios a los que, posterior a la cancelación, no vieron ningún cambio en el valor del CU que se le venía aplicando. Igualmente, se reportan 4 usuarios a los que su CU se les disminuyó, por lo que vieron un impacto positivo luego de la cancelación de su frontera comercial. Los 10 usuarios restantes tuvieron incrementos significativos en los valores facturados, el ejemplo más relevante es un usuario al que por concepto de su consumo de energía activa pudo ver un incremento aproximado de \$ 40 000 000, sin desconocer que a los demás usuarios también les correspondieron incrementos significativos en su tarifa producto del incumplimiento regulatorio por parte de AIR-E como representante de frontera.

Claramente, hay que tener en cuenta que el ejercicio de dimensionar el impacto se hace para un único mes de consumo. Cuando se presentan este tipo de situaciones de cancelación, la afectación en la tarifa del usuario se mantiene por todos los periodos desde la cancelación de la frontera comercial hasta que el usuario logra nuevamente ser parte del mercado no regulado y/o ser atendido por otro comercializador.

### **5.6.3 Cumplimiento técnico y documental de los sistemas de medición en las fronteras comerciales**

A continuación, se hace verificación de algunos aspectos que involucran la correcta aplicación y cumplimiento de los requisitos de la regulación para el registro de fronteras comerciales, entre otros.

#### **Fronteras embebidas**

Dentro del grupo de fronteras con reporte al ASIC remitido por AIR-E, y distribuido como se reportó en la Tabla 20, se reportan 3 fronteras embebidas, todas ellas registradas con fecha posterior al 26 de diciembre de 2011<sup>10</sup>. En ese sentido, se le requirió a la empresa revisar los usuarios en fronteras embebidas, revisar los criterios técnicos, y remitir el análisis técnico y regulatorio. Al respecto la empresa informa:

*Air-e se permite indicar que a la fecha representa ante el ASIC (2) fronteras agrupadoras no reguladas, con código SIC FRT[xxx]52, y FRT[xxx]72. Dichas fronteras agrupadoras, se identifican, respectivamente según la Figura 1.*

*La frontera con código SIC FRT[xxx]52, fue inscrita ante el ASIC el 2010-05-29 por Electricaribe S.A. E.S.P., y su frontera embebida con código SIC FRT[xxx]89 fue inscrita ante el ASIC el 2012-01-07 por Electricaribe S.A. E.S.P. Para efectos metodológicos, denominaremos a estas fronteras como CASO I.*

*La frontera con código SIC FRT[xxx]72, fue inscrita ante el ASIC el 2018-06-21 por Electricaribe S.A. E.S.P., y las fronteras embebidas con código SIC FRT[xxx]75 y FRT[xxx]79 fueron inscritas ante el ASIC el 2018-06-21 por Electricaribe S.A. E.S.P. (...) Para efectos metodológicos, denominaremos a estas fronteras como CASO II.*

---

<sup>10</sup> Fecha en la cual se hace la publicación en el Diario Oficial n.º 48.249 de la Resolución CREG 156 de 2011 que establece en su artículo 14 que «el registro de una Frontera de Comercialización para Agentes y Usuarios sólo se permitirá cuando esta tenga por objeto la medición del consumo de un único Usuario o Usuario Potencial», y que contempla como excepción, entre otras, a las «Fronteras principales de que trata la Resolución CREG 122 de 2003 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, sin perjuicio de lo dispuesto en la Resolución CREG 097 de 2008».

*A continuación, se presentan los análisis técnicos y regulatorios solicitados por la Super Intendencia (sic) de Servicios Públicos Domiciliarios de los casos definidos anteriormente, sobre los usuarios en fronteras embebidas que representa Air-e ante el ASIC.*

#### **CASO I.**

*Para la fecha de registro de la frontera embebida FRT[xxx]89 ante el ASIC, la frontera FRT[xxx]52 ya existía ante el ASIC como una frontera comercial del tipo agente usuario no regulada. Así las cosas, se aplicarían las condiciones establecidas por el numeral 2, artículo 1 de la Resolución CREG 084 de 2004.*

*La frontera FRT[xxx]52 corresponde al área común de este condominio, y la frontera FRT[xxx]89 corresponde cargas (sic) conectadas en las instalaciones internas de dicha propiedad horizontal. La frontera FRT[xxx]52 se encuentra medida al límite exterior de la propiedad, coincidiendo el punto de medición con el punto de conexión, mientras que la frontera FRT[xxx]89 se encuentra eléctricamente conectada en las instalaciones internas del cliente, más no conectado por una red de uso del OR o circuito del Sistema Interconectado Nacional (SIN); lo anterior dado que, para esta frontera agrupadora, el antiguo OR entregó un solo punto de conexión (...). Además, las fronteras para medir los consumos del área común (FRT[xxx]52), y las cargas internas en la propiedad horizontal (FRT[xxx]89), corresponden a la misma razón social, y están físicamente en el mismo predio. Por consiguiente, de acuerdo con las características expuestas anteriormente en cuanto a la ubicación de las cargas, el acceso a la red de uso del OR, y el tipo de propiedad (horizontal), este esquema técnicamente es viable pues reúne las consideraciones de la ley 675 de 2001 para la medición general. Vemos que, dada la imposibilidad de otorgar otro punto de conexión para las cargas internas de la propiedad horizontal, y dado que estas cargas eléctricamente se conectan en la instalación interna de la misma, es viable técnico y regulatoriamente la inscripción de estas fronteras embebidas ante el ASIC.*

#### **CASO II.**

*La frontera FRT[xxx]72 corresponde al área común de este centro comercial. Ahora bien, las fronteras FRT[xxx]75 y FRT[xxx]79, se encuentran aguas debajo de los transformadores de distribución, en el barraje de baja tensión, y eléctricamente conectados en las instalaciones internas del cliente, más no conectado por una red de uso del OR o circuito del SIN; lo anterior en vista de que, para esta frontera agrupadora, el antiguo OR entregó un solo punto de conexión (...). Por consiguiente, de acuerdo con las características expuestas anteriormente de la ubicación de las cargas, el acceso a la red de uso del OR, y el tipo de propiedad (horizontal), este esquema técnicamente es viable pues reúne las consideraciones de la ley 675 de 2001 para la medición general. Vemos que, dada la imposibilidad de otorgar otro punto de conexión para las cargas internas de la propiedad horizontal, y dado que estas cargas eléctricamente se conectan en la instalación interna de la misma, es viable técnico (sic) y regulatoriamente la inscripción de estas fronteras embebidas ante el ASIC.*

*Regulatoriamente para ambos casos, el análisis se estructura así: El artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011 determinó que:*

*... “A partir de la publicación de este Reglamento en el Diario Oficial, el registro de una Frontera de Comercialización para Agentes y Usuarios sólo se permitirá cuando esta tenga por objeto la medición del consumo de un único Usuario o Usuario Potencial.” ...*

*“De esta medida se exceptúa el registro de las siguientes Fronteras de Comercialización para Agentes y Usuarios:” 2. Fronteras principales de que trata la Resolución CREG 122 de 2003 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, sin perjuicio de lo dispuesto en la Resolución CREG 097 de 2008.”*

*Por su parte el numeral 2, del artículo 1 de la Resolución CREG 084 de 2004, por la cual se complementa la Resolución CREG 122 de 2003, el cual cita que:*

*“c) Una Frontera Comercial de un usuario existente, siempre y cuando exista autorización para hacerlo, por parte del OR del cual está siendo alimentada. La Frontera Comercial de un Usuario que esté siendo alimentado desde la Red de Uso de un Operador de Red, sólo podrá ser clasificada como Frontera Embebida cuando el*

*Operador de Red correspondiente establezca razones técnicas para no atenderla desde la Red de Uso. El OR tendrá un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días hábiles para aprobar o improbar la solicitud del usuario correspondiente. “*

*En ese orden de ideas, evidenciamos que, en las mencionadas fronteras, se cumplen con las excepciones indicadas en el numeral 2 del artículo 1 de la Resolución CREG 084 de 2004 (el cual complementa la Resolución CREG 122 de 2003) para que después de la publicación de la Resolución CREG 156 de 2011, sea válido el registro de las fronteras embebidas ante el ASIC.*

Lo previamente expuesto por la empresa, da cuenta de tres fronteras embebidas, dos bajo una frontera principal y la otra bajo otra frontera principal. De las fronteras principales, una corresponde a un condominio y la otra a un centro comercial, lo que da cuenta de la existencia de más usuarios dentro del esquema que no son fronteras embebidas, y más allá de eso, la posibilidad de que usuarios bajo esas «fronteras principales» sean atendidos por otros comercializadores.

Con relación a lo que la empresa llama «Caso I» la empresa informa que la frontera registrada como embebida *«corresponde cargas (sic) conectadas en las instalaciones internas de dicha propiedad horizontal»*. Esto da a entender que esa frontera no corresponde a un usuario en sí; lo reitera la empresa mencionando *«las cargas internas en la propiedad horizontal (FRT[xxx]89)»*. La regulación establece que para ser una *«Una Frontera Comercial de un usuario nuevo»<sup>11</sup>*, esta debe atender al hecho de que *«un incremento de demanda o un cambio de propiedad no constituyen un usuario nuevo»*, situación que, por lo manifestado por AIR-E obedece a este caso y, por tanto, esa frontera no cumple los requisitos para haber sido catalogada como embebida. Adicionalmente, respecto de la «frontera principal» la empresa informa que, *«la frontera FRT[xxx]52 se encuentra medida al límite exterior de la propiedad, coincidiendo el punto de medición con el punto de conexión»*, si bien no se puede hablar de un «punto de conexión» para esa frontera en el sentido en el que lo presenta la empresa, cuando

---

<sup>11</sup> Definida en el literal b del numeral 2 del artículo 1 de la Resolución CREG 084 de 2004.

esta menciona la coincidencia con el punto de medición, implica que la medición se encuentra en el lado de alta del transformador, por lo que la frontera principal no se encuentra en un nivel de tensión 1 sino en un nivel de tensión superior, hecho que implica que, lo que se encuentra registrado como frontera embebida, debería estar conectada en la frontera principal, a través de los activos de conexión de esta y 1) la conexión de la frontera embebida no está en la ubicación de la frontera principal y 2) no se puede hablar de activos de conexión de ese usuario ya que su conexión se encuentra en las instalaciones internas, las cuales no hacen parte de los activos del nivel de tensión 1<sup>12</sup>. Lo anteriormente expuesto, da cuenta de que la frontera embebida no cumple los requisitos regulatorios para ser catalogada como tal.

Ahora bien, en lo que la empresa AIR-E llama «Caso II», la empresa informa que, tanto la frontera principal como las fronteras embebidas, fueron registradas en la misma fecha, i. e., el 2018-06-21, en ese sentido esas dos fronteras embebidas no clasifican para ser una «Frontera Comercial de un usuario existente»<sup>13</sup> ya que estas fronteras al momento de registro no cumplían con la condición de estar siendo alimentadas desde la Red de Uso de un Operador de Red (previo al registro) y mucho menos con la condición de que «*el Operador de Red correspondiente establezca razones técnicas para no atenderla desde la Red de Uso*». En el mismo sentido, para ser una «*Una Frontera Comercial de un usuario nuevo*», esta debe corresponder a un «*usuario cuya demanda no estaba siendo atendida por el SIN con anterioridad a la solicitud; siempre y cuando exista conexión para hacerlo, por parte del OR del cual estará siendo alimentada*»<sup>14</sup>. Esto último implica la existencia de la conexión, hecho que no se cumple a raíz de que, como se mencionó, la fecha de registro para la frontera principal y de las embebidas es la misma. Otro aspecto es que AIR-E informa que las fronteras embebidas «*se encuentran aguas debajo de los transformadores de distribución*», hecho que no cumple con el requisito de que las fronteras estén conectadas a través de la frontera principal ya que

---

<sup>12</sup> «**Activos de nivel de tensión 1:** son los conformados por las redes de transporte que operan a tensiones menores a 1 kV y los transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV que las alimentan para atender dos o más usuarios, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra asociados, **excepto los que hacen parte de instalaciones internas.** En esta clasificación se incluyen los transformadores de conexión con capacidad igual o inferior a 15 kVA» (Resolución CREG 015 de 2018).

<sup>13</sup> *Ibidem*

<sup>14</sup> Definida en el literal b del numeral 2 del artículo 1 de la Resolución CREG 084 de 2004.

es a partir de esta donde deben estar conectados «los activos de conexión»<sup>15</sup> de uno o varios usuarios, tal como lo define la Resolución CREG 122 de 2003, a saber:

*Frontera principal. Es la frontera comercial de un Usuario No Regulado, a partir de la cual se encuentran conectados la frontera comercial y los activos de conexión al Sistema Interconectado Nacional de un Generador Embebido, de un usuario o de varios de los anteriores.*

En ese sentido, no es posible que, estando las fronteras embebidas aguas abajo de los transformadores de distribución, estas puedan conectar sus activos de conexión a la frontera principal, hecho que implica que, a diferencia de lo que manifiesta AIR-E, no se cumplan los requisitos para que estas fronteras hayan sido catalogadas como embebidas.

En conclusión, ninguna de las tres fronteras embebidas cumple los requisitos que exige la regulación para ser clasificadas como tal, por lo que la empresa deberá realizar la respectiva normalización de dichas fronteras. Adicionalmente, se recuerda a la empresa que este tipo de esquemas que fue concebido con propósitos diferentes a los aplicados puede llegar a limitar los derechos de los usuarios que se encuentran bajo ese esquema toda vez que no permiten dar cabal cumplimiento a lo establecido en el artículo 59<sup>16</sup> de la Resolución CREG y dificultan la correcta aplicación de los balances de energía de los que habla el artículo 5 de la Resolución CREG 122 de 2003.

### **De los medidores individuales para nuevos usuarios**

Se le consultó a la empresa por la manera en que se maneja el hecho de no permitir determinados equipos con especificaciones que no se ajustan, ya sea a las redes de la empresa o a sus sistemas de comunicaciones, específicamente, por cómo eso está establecido en su norma técnica. La empresa informa que para ellos es importante que las pruebas tipo hechas en laboratorios de esos equipos sean reconocidas a nivel internacional, es decir, las

---

<sup>15</sup> Activos de conexión a un STR o a un SDL: Son activos de conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los niveles de tensión 4, 3, 2 o 1.

<sup>16</sup> Artículo 59. Cambio de comercializador en caso de fronteras de comercialización para agentes y usuarios que agrupan varios usuarios.

pruebas de sobretensiones, de compatibilidad electromagnética, pruebas de resistencia a la temperatura en los semiconductores deben venir de un laboratorio que permita dar fe del cumplimiento de esos estándares.

En la misma línea, se le consultó si esas restricciones, las hacen para medidores de una marca específica, o si lo hacen basados en el cumplimiento de algún estándar técnico internacional. La empresa informa que no restringe ninguna marca y que se basa en la norma, que hay normas de vigencias anteriores que han incluido modificaciones y que eso es una herramienta para garantizar que se cumpla la sentencia «lo más preciso que la técnica disponga».

Sin embargo, se pone de presente el hecho de que la empresa dentro de los requisitos que le impone a otros comercializadores para que puedan atender a un usuario en sus redes, sí hace exigencia de marcas específicas de medidores como se evidencia en la Figura 18, la cual corresponde a una comunicación por parte de AIR-E a un agente informando los requisitos que debe cumplir respecto del medidor, especificando marca y modelo, sobrepasando los requisitos de su norma técnica.

**Figura 18.** Captura de pantalla correo de AIR-E a agente.

1. Adquirir medidores validados por Air-e, los cuales son los siguientes:

MEDIDORES DE DIRECTA PARA SISTEMAS SOLARES			
MARCA	MODELO	CONEXIÓN TIPO	TIPO
ITRON	ACE 6000	TRIFÁSICO - DIRECTA	Tipo 4
ISKRA	MT174-D2	TRIFÁSICO - DIRECTA	
LANDIS & GYR	ZMG310CR	TRIFÁSICO - DIRECTA	
MEDIDORES DE SEMIDIRECTA E INDIRECTA PARA SISTEMAS SOLARES			
MARCA	MODELO	CONEXIÓN TIPO	TIPO
ISKRA	MT174-T1	TRIFÁSICO - SEMIDIRECTA	Tipo 5
ITRON	ACE 6000	TRIFÁSICO - SEMIDIRECTA	
ITRON	ACE 5L7000	TRIFÁSICO - INDIRECTA	
LANDIS & GYR	ZMG410CR	TRIFÁSICO - INDIRECTA	
LANDIS & GYR	ZMG405CR4	TRIFÁSICO - INDIRECTA	
ELSTER	A1440 D9E1584	TRIFÁSICO - INDIRECTA	
ELSTER	A1800	TRIFÁSICO - INDIRECTA	

2. Una vez adquiera el equipo, usted deberá adjuntar la siguiente información:

- Aportar certificados de calibración del medidor en energía importada y exportada activa/reactiva.
- Aportar factura de compra del medidor.
- Aportar fotografía del medidor.
- Diligenciar formatos Excel adjuntos, según las instrucciones especificadas.
- Formato de creación tercero diligenciado.
- Registro Único Tributario (RUT).

Fuente: Anónima.

## Fronteras de distribución

El tema de las fronteras de distribución cobra especial relevancia por dos temas:

En primer lugar, en el marco del Programa de Gestión Acordado de Largo Plazo con la empresa AIR-E, mediante adenda del día 15 de febrero de 2022 se incorporó un objetivo adicional al programa de gestión como sigue:

### «Objetivo 9. Verificación del vínculo cliente – transformador y fronteras de distribución».

En consecuencia, respecto de las fronteras de distribución, en el numeral 9.2. 'Normalización de las fronteras de distribución' se estableció lo siguiente:

*AIR-E realizará las actividades necesarias para la regularización de las fronteras de distribución. La SSPD hará una verificación semestral del avance y cumplimiento del cronograma.*

*La empresa deberá cumplir con el presente indicador en un plazo de 3 años contados a partir de la iniciación del tercer trimestre de del año 2021.*

En segundo lugar, la empresa cuenta con un plan de gestión de pérdidas el cual es evaluado a partir del índice de pérdidas totales. Para el cálculo de este índice se requiere la medición real de los puntos donde hay cambios de nivel de tensión, es decir, en las fronteras de distribución, para definir los flujos de entrada y salida en las fronteras, así como el cálculo de los factores de distribución.

En el marco de la visita, a la empresa se le solicitó remitir los informes de las verificaciones iniciales definidas en el artículo 23<sup>17</sup> del Código de Medida para el registro de las fronteras de distribución.

---

<sup>17</sup> «ARTÍCULO 23. VERIFICACIÓN INICIAL DEL SISTEMA DE MEDICIÓN. El sistema de medición de cada frontera comercial debe ser verificado por el RF antes de su puesta en servicio con el propósito de certificar su conformidad con lo establecido en la presente resolución. La verificación debe realizarse siguiendo el procedimiento técnico señalado en el artículo 24 de este código.

(...)

Al respecto, la empresa informa:

*Air-e se permite remitir los informes de verificación inicial según las condiciones establecidas en el artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014. Las 106 fronteras de distribución que Air-e representa ante el ASIC, se distribuyen según el tipo de punto de medición, así:*

<b>Fronteras tipo</b>	<b>Cantidad</b>
<i>Tipo I</i>	56
<i>Tipo II</i>	50

*El artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014 establece que:*

(...)

*En ese orden de ideas, se presenta por frontera en la carpeta 90, las verificaciones iniciales realizadas por la firma verificadora según el procedimiento establecido en el artículo 25 de la Resolución CREG 038 de 2014. Con esta verificación se realizó debido registro de las 106 fronteras comerciales de distribución ante el ASIC.*

En complemento, se solicitó a la empresa la remisión de los certificados de calibración de los transformadores de medida (CT y TP) de las fronteras de distribución. Certificados requeridos para evidenciar el cumplimiento del artículo 11 del Código de Medida. En respuesta al requerimiento, la empresa informa que:

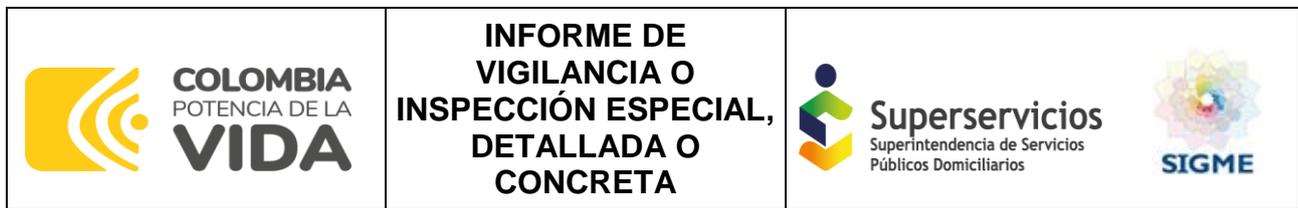
*Se presenta en la carpeta 91 por frontera de distribución, los certificados de calibración de los transformadores de medidas que componen los sistemas de medición de estas, dando cumplimiento al artículo 11 de la CREG 038 de 2014. Estos certificados de*

---

*Además de la verificación realizada por el RF, para las fronteras de generación, las fronteras comerciales conectadas al STN y las fronteras con puntos de medición tipos 1 y 2, el sistema de medición debe ser sometido a una verificación por parte de una de las firmas de las que trata el artículo 25 de este código.*

(...)

**El informe de verificación suscrito por el representante de la frontera y la evaluación de la firma de verificación certifican la conformidad del sistema de medición de la frontera comercial con los requisitos de este código»** (negrilla fuera de texto).



*calibración fueron los empleados por Air-e y la firma verificadora para la elaboración del informe de verificación inicial.*

Previo a realizar un reporte de la información remitida por la empresa, llama la atención que en la mencionada adenda del 23 de febrero de 2022 se hace mención del registro de **107** fronteras de distribución. A la fecha se remite información de 106, número que se verificó con los registros de XM para los años 2022 y 2023 los cuales dan cuenta de las 106 fronteras. Adicionalmente, mediante radicado 20215293717772 del 2 de agosto de 2021, AIR-E solicita que se realicen ajustes al Programa de Gestión Acordado de Largo Plazo donde la empresa indica:

*En concordancia con lo anterior, se ha identificado que la normalización de estas situaciones relacionadas con los sistemas de medición y el registro de fronteras comerciales tomará más de 13 meses, **considerando que se trata de 164 fronteras de distribución**, por lo que aún (sic) cuando se dio inicio al plan de choque, e incluso si se dedican los esfuerzos y recursos requeridos para su implementación en el menor tiempo posible, no será viable su culminación en tan corto tiempo.*

En vista de lo anterior, hay diferencias en lo que debería ser el número real de fronteras de distribución que debieran ser registradas ante el ASIC. **Corresponde a la empresa dar la respectiva aclaración sobre este particular.**

Respecto de los informes de las verificaciones iniciales, la empresa remite los correspondientes a las 106 fronteras de distribución registradas ante XM. Al respecto cabe mencionar varios aspectos:

En primer lugar, cabe mencionar que la verificación de las 106 fronteras es realizada por una única Firma Verificadora (FV). En los 106 informes, únicamente en uno, dentro de las observaciones, la firma verificadora informa que la frontera no cuenta con los certificados de calibración de los transformadores de corriente y tensión, pero que, en su lugar acepta las «pruebas de rutina». En el mismo sentido, para otro par de casos, la firma verificadora reporta la existencia de los «certificados de calibración», y en las observaciones menciona que no se cuenta con «certificados de conformidad» pero que se aceptan las «pruebas de rutina». En la

misma línea, 89 informes van sin ningún tipo de observación y en los demás las observaciones no son relevantes para el caso.

Ahora bien, como se mencionó, se solicitó a la empresa la remisión de los certificados de calibración de los transformadores de corriente y tensión de las 106 fronteras de distribución registradas ante XM. De las 106 fronteras de distribución, con la información remitida por la empresa, se encontró que 36 de ellas no cuentan con certificados de calibración.

El reporte de las 36 fronteras se presenta en la Tabla 25.

**Tabla 25.** *Reporte de las fronteras de distribución sin certificados de calibración.*

Nombre de la frontera	Certificados de calibración TC	Certificados de calibración TP	Observaciones
Baranoa T1 34,5kV	No	No	No cuenta con certificados de calibración para CT y PT, en ambos casos remite pruebas de rutina
Cordialidad T2 110kV	No	No	No cuenta con certificados de calibración para CT y PT, en ambos casos remite pruebas de rutina
Cordialidad T1 110kV	No	No	No cuenta con certificados de calibración para CT y PT, en ambos casos remite pruebas de rutina
Manzanares T1 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Manzanares T2 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Libertador T2 110kV	No	No	Los TC y TP vienen con «Test Report», los TC vienen bajo norma IEC 61869-3:2011. Ese estándar solo contempla pruebas tipo y pruebas de rutina. Aprobados por la FV como calibración.
Maicao T1 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Riohacha T1 110kV	No	No	No cuenta con certificados de calibración para CT y PT, en ambos casos remite pruebas de rutina
Riohacha T2 110kV	No	No	No cuenta con certificados de calibración para CT y PT, en ambos casos remite pruebas de rutina
Maicao T2 110kV	No	No	TC con «test report», TP con pruebas de rutina
Sabanalarga T1 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Sabanalarga T9 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Nueva Barranquilla T2 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Libertador T1 110kV	No	No	TP con «certificado de aprobación» bajo norma IEC 61869-3:2011. TP con pruebas de rutina
Santa Marta T9 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Unión T3 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Unión T2 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Ciénaga T1 110kV	No	No	TC y TP con «Test Report»
Unión T6 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Caracolí T2(T4) 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Fonseca T1 34,5kV	No	No	TC y TP con «Test Report»
Fonseca T2 34,5kV	No	No	TC y TP con «Test Report»
Unión T1 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
El Río T5 110kV	No	No	TC con «test report», TP con pruebas de rutina

Nombre de la frontera	Certificados de calibración TC	Certificados de calibración TP	Observaciones
Riohacha T4 110kV	No	No	TC con «test report», TP con pruebas de rutina
Silencio T5 110kV	Sí	Sí	Los TP vienen del laboratorio de calibración de Hitachi en Polonia y no hay evidencia de que el laboratorio esté acreditado bajo Norma ISO 17025
Nueva Barranquilla T6 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Silencio T4 110kV	Sí	Sí	Los TP vienen del laboratorio de calibración de Hitachi en Polonia y no hay evidencia de que el laboratorio esté acreditado bajo Norma ISO 17025
Veinte de Julio T3 110kV	No	No	Certificados de pruebas para transformadores de medida combinados. Remiten «Test Report»
Remolino T1 34,5kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Norte T2 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Norte T1 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Ciénaga T2 110kV	No	No	TC y TP con «Test Report» Bajo ISO 61869-2 y 61869-3
Hatonuevo T2 34,5kV	No	Sí	TC con «test report»
Santa Marta T1 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración
Oasis T1 110kV	Sí	No	TP con pruebas de rutina, sin certificados de calibración

Fuente: AIR-E. Elaboración DTGE.

Ahora bien, este aspecto particular se analiza por dos aspectos muy importantes. En primer lugar, lo referente al cumplimiento del Código de Medida y, en segundo lugar, lo referente al numeral 7.3.6.1 «*causales para la suspensión del reconocimiento de los costos asociados con los planes*» de la Resolución CREG 015 de 2018.

Referente al Código de Medida, tal como se reporta en la Tabla 25, de las 36 fronteras se tienen 34 que no cuentan con certificados de calibración y 2 fronteras que cuentan con dichos certificados, pero que no provienen de laboratorio acreditado bajo la norma ISO 17025.

Cabe recordar lo que establece el artículo 11 del Código de Medida.

*ARTÍCULO 11. CALIBRACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN. Los medidores de energía activa, reactiva y transformadores de tensión y de corriente deben someterse a calibración antes de su puesta en servicio.*

*La calibración debe realizarse en laboratorios acreditados por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC) con base en los requisitos contenidos en la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.*

*Los medidores y los transformadores de corriente o de tensión deben someterse a calibración después de la realización de cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metrológicas. Las intervenciones que conlleven la realización de una calibración o de pruebas de rutina serán definidas por el Consejo Nacional de Operación (CNO) en el procedimiento de que trata el artículo 28 de la presente resolución.*

*Para la realización de las calibraciones de los elementos del sistema de medición deben seguirse las reglas establecidas en el Anexo 2 de este código.*

*PARÁGRAFO 1o. Para el caso de los transformadores de tensión y corriente se aceptan los **certificados de calibración** suministrados por el fabricante siempre y cuando estos provengan de laboratorios que se encuentren **acreditados de acuerdo con la norma NTC-ISO-IEC 17025** o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya, así como los requisitos legales aplicables (negrilla fuera de texto).*

*PARÁGRAFO 2o. En el caso de que se realicen calibraciones in situ, estas deben ser ejecutadas por organismos acreditados por el ONAC para tal fin, de conformidad con la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.*

*PARÁGRAFO 3o. Son admitidas las calibraciones realizadas en laboratorios acreditados por organismos con los cuales el ONAC tenga acuerdos de reconocimiento conforme a los requisitos legales aplicables.*

En complemento, de acuerdo con la Resolución CREG 157 de 2011 para el **registro** de una frontera comercial se debe dar cumplimiento al Código de Medida. En los términos establecidos en el artículo 4 de la Resolución CREG 157 para la solicitud del registro se debe presentar al ASIC el informe de verificación inicial señalado en el artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014, certificando el cumplimiento del Código de Medida. El mencionado artículo 23 consagra:

*ARTÍCULO 23. VERIFICACIÓN INICIAL DEL SISTEMA DE MEDICIÓN. El sistema de medición de cada frontera comercial debe ser verificado por el RF antes de su puesta en*

*servicio con el propósito de certificar su conformidad con lo establecido en la presente resolución. La verificación debe realizarse siguiendo el procedimiento técnico señalado en el artículo 24 de este código.*

(...)

*Además de la verificación realizada por el RF, para las fronteras de generación, las fronteras comerciales conectadas al STN y las fronteras con puntos de medición tipos 1 y 2, el sistema de medición debe ser sometido a una verificación por parte de una de las firmas de las que trata el artículo 25 de este código.*

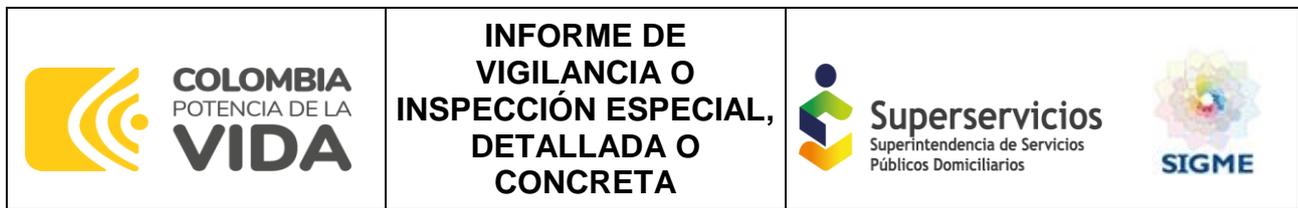
*El resultado de la verificación debe certificar la conformidad del sistema de medición y el informe suscrito debe reposar en la hoja de vida, de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la presente resolución.*

*El informe de verificación suscrito por el representante de la frontera y la evaluación de la firma de verificación certifican la conformidad del sistema de medición de la frontera comercial con los requisitos de este código*

De forma general, la regulación no plantea excepciones a ningún tipo de frontera o de alguna situación particular de estas.

Ahora bien, el informe de las verificaciones iniciales para las fronteras de distribución de AIR-E, reportadas en la Tabla 25, muestra un resultado «conforme» en relación con los certificados de calibración. Esto se debe a una interpretación unilateral sobre lo que podría considerarse válido para cumplir con el artículo 11 del Código de Medida, especialmente en lo que respecta a los certificados llamados «test report».

Respecto a los «test report» o «certificados de ensayo», estos no están contemplados dentro del artículo 11 del Código de Medida. Sin embargo, la práctica de darles validez se volvió más frecuente entre algunas firmas verificadoras. Esta situación llevó a la falta de consenso en la aplicación del mencionado artículo para el ejercicio a cargo de las firmas de evaluación de las fronteras comerciales.



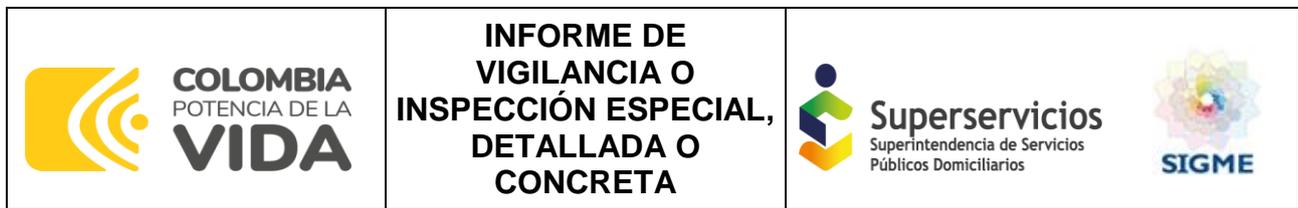
Teniendo en cuenta estos precedentes, la DTGE, mediante radicado SSPD 20242200904711 del 18 de marzo de 2024, procedió a realizar consulta a la CREG con el propósito de determinar la validez del criterio de aceptar los «test report» en lugar de los certificados de calibración para dar cumplimiento al artículo 11 del Código de Medida. En atención a la comunicación, la CREG, mediante radicado CREG S2024003310 da respuesta a la consulta realizada por la DTGE indicando:

*En relación con su inquietud, conforme con lo expresado en el artículo 11 de la Resolución CREG 038 de 2014, el certificado de calibración que deben disponer tanto los medidores de energía activa y reactiva como los transformadores de tensión y de corriente con base en la norma ISO/IEC 17025:2005 es en la modalidad de «calibración», en línea con lo expresado en la normatividad citada del decreto mencionado.*

De lo anterior, es claro que la comisión reitera lo consagrado en el artículo 11 del Código de Medida, por lo que los documentos con categoría de «test report» no se contemplan en mencionado artículo y no dan cumplimiento a lo allí consagrado. Al respecto la SSPD se encuentra estudiando las acciones que correspondan hacia las firmas verificadoras a razón de los conceptos de conformidad a sistemas de medición que no cumplen el Código de Medida, cumplimiento que debe darse para el registro de fronteras comerciales, tal como ya se mencionó.

Así las cosas, la comisión reitera lo consagrado en el artículo 11 del Código de Medida, por lo que los documentos con categoría de «test report» no se contemplan en el mencionado artículo y no cumplen con lo allí establecido. Al respecto, la SSPD se encuentra estudiando las acciones que correspondan hacia las firmas verificadoras debido a los conceptos de conformidad emitidos a sistemas de medición que no cumplen con el Código de Medida. Este cumplimiento es necesario para el registro de fronteras comerciales, tal como ya se mencionó.

Ahora bien, en vista de que las fronteras de distribución reportadas en la Tabla 25 no cumplen con lo establecido en el artículo 11 del Código de Medida, se debe proceder por parte de la empresa con el procedimiento establecido en el anexo 11 del Código de Medida, «*tratamiento*



de las fronteras con causal de cancelación», anexo adicionado por el artículo 4 de la Resolución 33 de 2019. En concordancia con lo establecido en el párrafo 3 del artículo 11 de la Resolución CREG 157 de 2011, la norma establece:

*PARÁGRAFO 3o. No habrá lugar a la cancelación de las fronteras de generación, fronteras de comercialización entre agentes, fronteras de enlace internacional, fronteras de distribución y fronteras para agentes y usuarios que se encuentren conectados al STN cuando se verifique el incumplimiento del código de medida o la falla o hurto del sistema de medición y se aplicará lo dispuesto en el Anexo 11 de la Resolución CREG 038 de 2014, o aquella que la modifique, complemente o sustituya.*

Hecho que lleva a la aplicación del artículo 38 del Código de Medida, el cual consagra:

*ARTÍCULO 38. ESTIMACIÓN DE LECTURAS. Mientras se reparan o reponen los elementos de los sistemas de medición que se encuentran en falla o hayan sido hurtados, las lecturas deben ser estimadas empleando los métodos establecidos a continuación.*

*Para el caso de las fronteras con reporte al ASIC, se deben aplicar los siguientes medios de estimación:*

- a) Integración de la medida de potencia activa, cuando esta se encuentre en la cobertura del Sistema de Supervisión y Control del CND o de otros Centros de Control.*
- b) Curvas típicas elaboradas de conformidad con el acuerdo del Consejo Nacional de Operación 094 de 2000 o aquel que lo modifique, adicione o sustituya.*

Todo lo anterior tiene un impacto directo en el Plan de Gestión Pérdidas de la empresa a razón de lo establecido en el numeral 7.3.6.1 de la Resolución CREG 015 de 2018:

**7.3.6 SUSPENSIÓN, CANCELACIÓN DEL PLAN DE REDUCCIÓN Y DEVOLUCIÓN DE INGRESOS.**

*El plan de reducción de pérdidas puede ser suspendido o cancelado por encontrarse incurso en alguna de las causales en cada caso.*

*En cualquier caso, de suspensión o cancelación, el LAC determinará y publicará el valor del CPROG eliminando la variable INVNUCj que corresponda, En caso de suspensión, el cobro del CPROG considerando la variable INVNUCj puede ser reanudado cuando desaparezcan las causales de suspensión.*

*En caso de cancelación el cobro de dicha variable no podrá reanudarse y, por el contrario, se deberán devolver los recursos.*

### **7.3.6.1 CAUSALES PARA LA SUSPENSIÓN DEL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS ASOCIADOS CON LOS PLANES.**

*Las causales de suspensión del reconocimiento de los costos asociados con los planes son:*

- *Incumplimiento en la meta de reducción de pérdidas en un año. Un OR incumple una meta cuando el resultado final de su índice es superior a la meta aprobada para el respectivo año.*
- *Cuando el LAC sea informado que la vinculación de usuarios a la red está incompleta o desactualizada en el SUI, como resultado de la verificación de información que pueden adelantar la SSPD o la CREG.*
- *Cuando el LAC sea informado por la autoridad competente que en un periodo de evaluación se encuentren fronteras comerciales entre agentes de responsabilidad del comercializador integrado con el OR j cuya información de las características de la misma (nivel de tensión, precisión, tipo de frontera) difiera de la registrada en el SIC.*
- *Cuando, a partir del decimotercer (13) mes de inicio del plan, el OR no informe al LAC, durante dos meses consecutivos, el registro de las medidas entre niveles de tensión para determinar el factor  $FDf_{j,k,n,m}^{18}$  de que trata el numeral 7.3.7.3.*

---

<sup>18</sup> Factor de distribución del flujo de energía en el sistema del OR j, desde el nivel de tensión superior k hacia el nivel de tensión n, durante el mes m.

- *remuneración será suspendida a partir del conocimiento del hecho y hasta el inicio del próximo periodo de evaluación, momento en el cual se podrá retirar la medida de suspensión siempre y cuando se haya subsanado la causal que la motivó.*

Nótese que, el hecho de no tener medición real en una frontera de distribución impacta directamente lo establecido en el literal d previamente citado, es decir, «*cuando, a partir del decimotercer (13) mes de inicio del plan, el OR no informe al LAC, durante dos meses consecutivos, el registro de las medidas entre niveles de tensión para determinar el factor  $FDF_{j,k,n,m}$  de que trata el numeral 7.3.7.3.*». Esto a razón de que las mediciones reales en las fronteras de distribución son indispensables para el cálculo de los factores de distribuciones de flujo y al no contar con estas impediría el reporte de estas al LAC. No contar con esas mediciones es una causal de suspensión del Plan de Gestión de Pérdidas.

#### **5.6.4 Gestión de la medida**

Respecto del Centro de Gestión de Medida<sup>19</sup> la empresa informa que este se encuentra conformado por un jefe del CGM quien está en cabeza del coordinador del CGM, el analista de regulación y analista de crítica. El coordinador del CGM está en cabeza de dos profesionales de medida quienes cuentan con dos asistentes técnicos cada uno. El analista de regulación cuenta con dos analistas de contabilidad quienes cuentan cada uno con un asistente técnico.

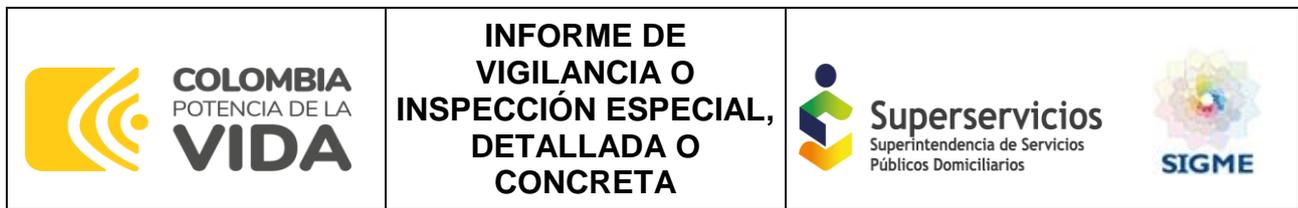
Dentro de los procesos que maneja el CGM están: «gestión de la medida, gestión de la calidad del dato, gestión para la normalización de fronteras ante el ASIC y medida centralizada, atención vía telefónica de la operativa, entrega de matrices, gestión HES medida centralizada».

El proceso, una vez obtenido el dato, sigue la crítica y el aseguramiento de la información.

El CGM de AIR-E tiene una gestión de 3464 fronteras de las cuales 749 son de AIR-E, 2715 de otros comercializadores, la gran mayoría de estas últimas en el departamento del Atlántico.

---

<sup>19</sup> Definido en el artículo 18 de la Resolución CREG 038 de 2014.



Una situación que destaca la empresa tiene que ver con el avance en la obtención de la medida de las fronteras de los otros agentes en su mercado. Hecho que partió de haber encontrado alrededor de 1100 fronteras sin telemida en marzo de 2023, 1182 fronteras de 2500 que tenían a la fecha, hecho equivalente a no tener la telemida de 31,4 GWh de las, aproximadamente, 85 que se transaban mes a mes, situación que mejoró notablemente en el segundo semestre de 2023 donde, en promedio se tuvieron unas 2,4 GWh sin telemida, correspondientes a unas 150 fronteras en promedio para ese semestre. Esta situación para los primeros 4 meses de 2024 desmejoró un poco, teniendo siempre cifras por encima del segundo semestre de 2023, aunque manteniendo la tendencia estable.

La empresa informa que está en la espera de la llegada de más personal con el propósito de mejorar sus procesos y seguir en la mejora de los indicadores y asegurar la calidad de la medida de los datos.

Respecto de la gestión de la medida y de las actividades que realiza el CGM, en el ejercicio de la visita de evaluación, se le solicitó a la empresa la remisión, en el transcurso de la tarde, de los diagramas fasoriales de 10 fronteras elegidas al azar. En ese sentido se esperaban observar temas como los niveles de acceso, la eficiencia de las comunicaciones y la sincronización de los relojes. Si bien se remitió por parte de la empresa la información requerida, es decir, los diagramas fasoriales, un aspecto no muy importante es que se tomó tres otras en la obtención de los 10 diagramas. Algunos de ellos fueron obtenidos con diferencias de un minuto entre ellos, y el último se obtuvo tres horas después. Sin embargo, no es posible determinar si ese hecho se debió a problemas en obtener la información del medidor o a temas operativos propios del equipo del CGM.

Un aspecto mucho más importante tiene que ver con la sincronización de los relojes. Cabe recordar que el medidor debe estar sincronizado con la hora nacional y, sus desfases, dependiendo del tipo de punto de medición, deben obedecer a los mandatos establecidos en el artículo 16 del Código de Medida. La norma establece:

*ARTÍCULO 16. SINCRONIZACIÓN DEL RELOJ. El desfase máximo permitido del reloj del medidor, con respecto a la hora oficial para Colombia es el siguiente:*

TABLA 3

***Desfase máximo permitido para el reloj interno***

<i>Tipo de Punto de Medición</i>	<i>Máximo desfase permitido (segundos)</i>
1 y 2	30
3, 4 y 5	60

Al respecto, de los diagramas que remite la empresa, solo en uno es posible contrastar la hora de acceso al medidor en comparación a la hora que este tiene y con la cual registra la información que finalmente es reportada a XM, tal como se muestra a continuación:

**Figura 19.** Comparación de la hora del medidor y la hora del PC.

Fecha y Hora	
Fecha y Hora del Contador	22/05/2024 7:12 p. m.
Hora y Fecha del PC	22/05/2024 7:12 p. m.

**Fuente:** AIR-E.

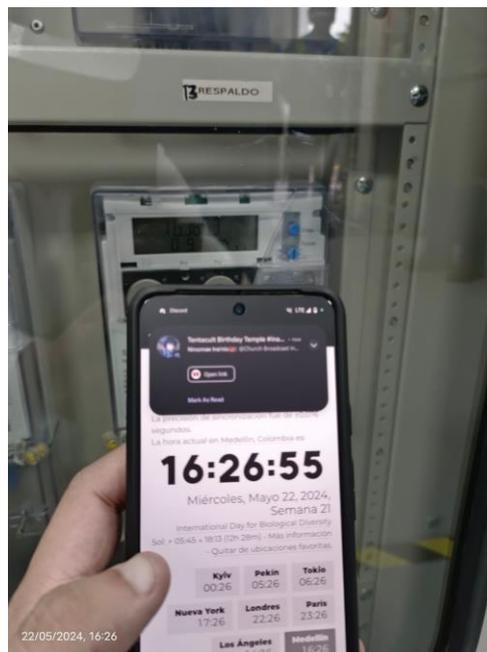
Como se evidencia en la Figura 19, no es posible determinar el desfase del medidor. Mucho menos fue posible determinarlo en los otros diagramas fasoriales. Sin embargo, dado que es un aspecto contemplado en la regulación, y que es de obligatorio cumplimiento, por parte de la DTGE se hizo revisión en sitio de la hora de los medidores de algunas fronteras de distribución como sigue:

- **Mayo 22**
  - El Río (10:00 a. m.)
  - 20 de julio (12:00 p. m.)
  - Las Flores (2:20 p. m.)
  - Riomar (3:00 p. m.)
  - Norte (3:30 p. m.)
  - Silencio (4:30 p. m.)
- **Mayo 23**
  - Santa Marta (9:50 a. m.)

- Libertador (10:50 a. m.)
- Manzanares (11:30 a. m.)
- Gaira (3:30 p. m.)
- Ciénaga (4:20 p. m.)

En la mencionada verificación se encontró que no hay ningún reloj en los equipos de medición de esas fronteras, es decir, medidor principal y de respaldo, que esté dando cumplimiento a lo establecido en la regulación. Como se mencionó en la sección anterior, las 106 fronteras de distribución reportadas por la empresa corresponden a tipos de puntos de medición 1 y 2, por lo que, cualquier reloj de los medidores de esas fronteras no puede tener un desfase superior a los 30 segundos, tal como lo establece la norma. Ejemplo de lo expuesto se muestra a continuación en la Figura 20, Figura 21, Figura 22, Figura 23, Figura 24 y Figura 25:

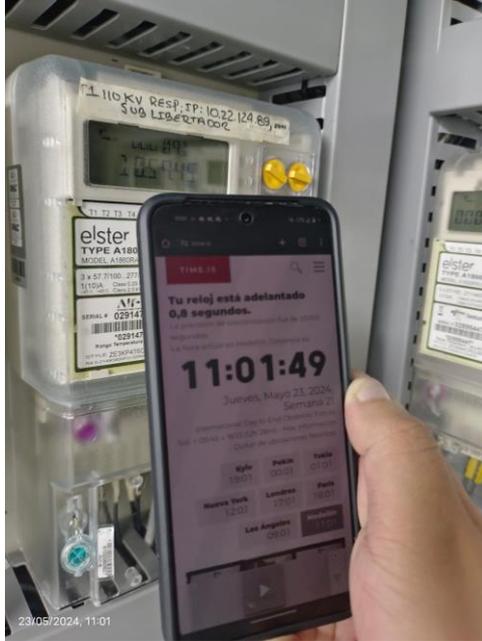
**Figura 20.** Comparación hora del medidor y hora oficial Colombia. SE Silencio.



Fuente: DTGE

Desfase del medidor de 9 minutos, 58 segundos.

**Figura 21.** Comparación hora del medidor y hora oficial Colombia. SE Libertador T1.



Fuente: DTGE

Desfase del medidor de 2 minutos, 5 segundos

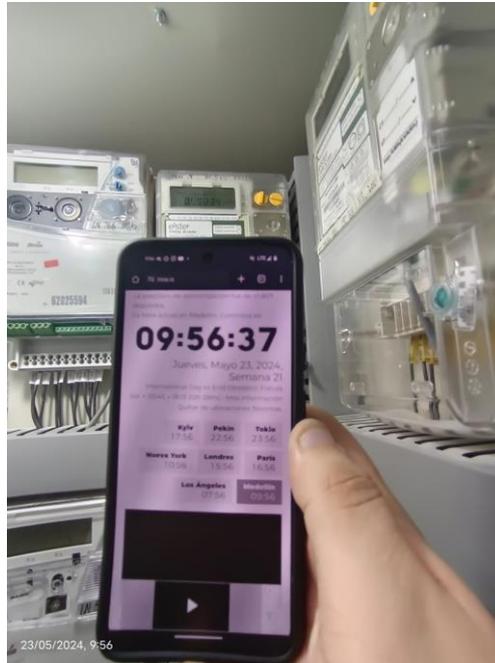
**Figura 22.** Comparación hora del medidor y hora oficial Colombia. SE Libertador T2.



Fuente: DTGE

Desfase del medidor de 1 minuto, 56 segundos

**Figura 23.** Comparación hora del medidor y hora oficial Colombia. SE Santa Marta.



Fuente: DTGE

Desfase del medidor de 6 minutos, 3 segundos

**Figura 24.** Comparación hora del medidor y hora oficial Colombia. Riomar.



Fuente: DTGE

Desfase del medidor de 15 minutos, 35 segundos

**Figura 25.** Comparación hora del medidor y hora oficial Colombia. Las Flores.



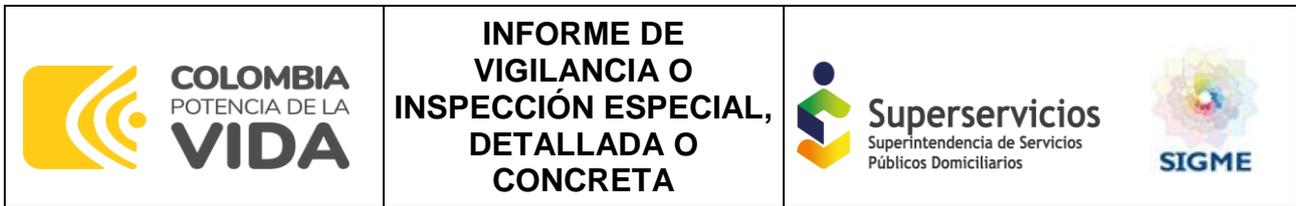
Fuente: DTGE

Desfase del medidor de 24 minutos, 17 segundos

De conformidad con lo expuesto, los desfases encontrados en los medidores de las subestaciones que dan cuenta de la medida principal y de respaldo, van desde 31 segundos hasta más de 20 minutos. En ese sentido se requiere hacer seguimiento y tener evidencia del cumplimiento regulatorio respecto este aspecto establecido en el citado artículo 16 del Código de Medida, ya que, a razón de lo evidenciado en terreno, los relojes de los medidores, en los puntos mencionados en el cronograma de visitas a las subestaciones, se encuentran por fuera de los tiempos que permite la regulación, situación que debe ser verificada y corregida por parte de AIR-E en los casos en los que corresponda o realizar la correspondiente declaratoria en falla de acuerdo con lo establecido en el artículo 35 del Código de Medida y, en el mismo sentido, atender el procedimiento del anexo 7 de la misma norma.

### **5.6.5 Artículo 19**

Previo a la visita a la empresa se le requirió remitir una base de datos de los usuarios que estuvieran conectados a través de un transformador exclusivo donde se indicara el nivel de



tensión al que está conectado el primario del transformador, el nivel de tensión donde se encuentra ubicado el medidor e información adicional.

Como respuesta al requerimiento, la empresa AIR-E únicamente remite información de dos (2) fronteras.

De igual forma, como respuesta al radicado SSPD 20242201064151 del 1 de abril de 2024, se solicitó información de los usuarios con las características ya mencionadas, sin embargo, la empresa únicamente da respuesta remitiendo la base de datos de usuarios que cuentan con fronteras con reporte al ASIC.

Durante la visita se le puso de presente a la empresa dicha situación, se le mencionó que las respuestas no atendían al requerimiento realizado por parte de la DTGE, lo establecido en el artículo 19 no discrimina fronteras comerciales, por lo que es aplicable a todas las fronteras comerciales que cumplen con lo ahí dispuesto, es decir *«en el caso de que la conexión se realice a través de un transformador, el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador»*. Como compromiso de la reunión, la DTGE quedó en enviar nuevamente a la empresa el requerimiento dando alcance y claridad de lo requerido. Comunicación que se envió con radicado SSPD 20242231944321 del 31 de mayo de 2024 y sobre la cual se espera la respuesta por parte de la empresa. Sin embargo, de lo remitido previamente por la empresa, se identifican usuarios que no cumplen con el apartado regulatorio. Situación que quedará claramente establecida una vez la empresa remita la información completa y atendiendo al requerimiento de la SSPD.

## **5.7 Medición de energía – Estimaciones del consumo**

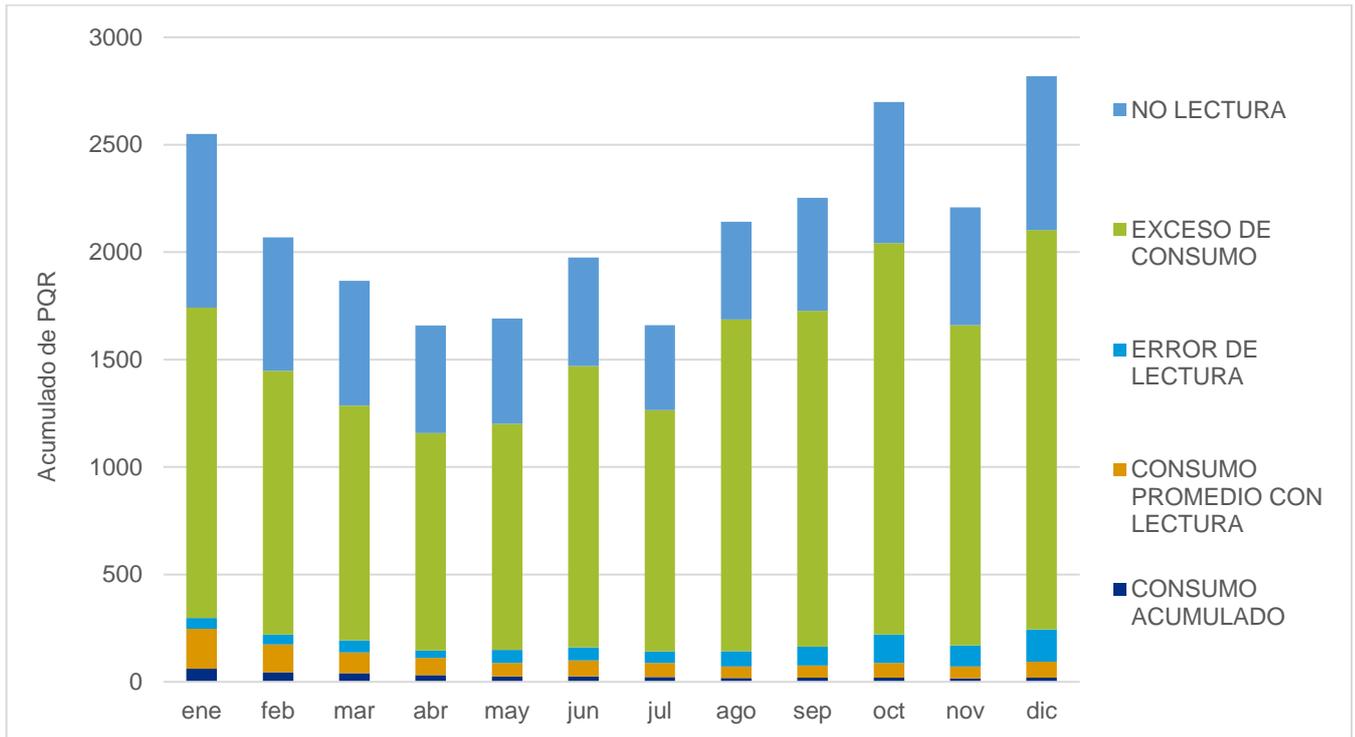
Respecto de la determinación de consumo facturable, en esta sección se aborda el tema de la estimación del consumo, pasando previamente por un reporte de las PQR asociadas por conceptos asociados a la medición del consumo.

### **5.7.1 PQR por conceptos asociados a la medición**

Una de las consultas previas a la visita de evaluación tuvo que ver con el reporte de las PQR allegadas a la empresa durante 2023 por conceptos asociados a la medición del consumo. El

reporte de PQR por mes por conceptos de «No Lectura», «Exceso de Consumo», «Error de Lectura», «Consumo Promedio con Lectura» y «Consumo Acumulado» se muestra en la Figura 26.

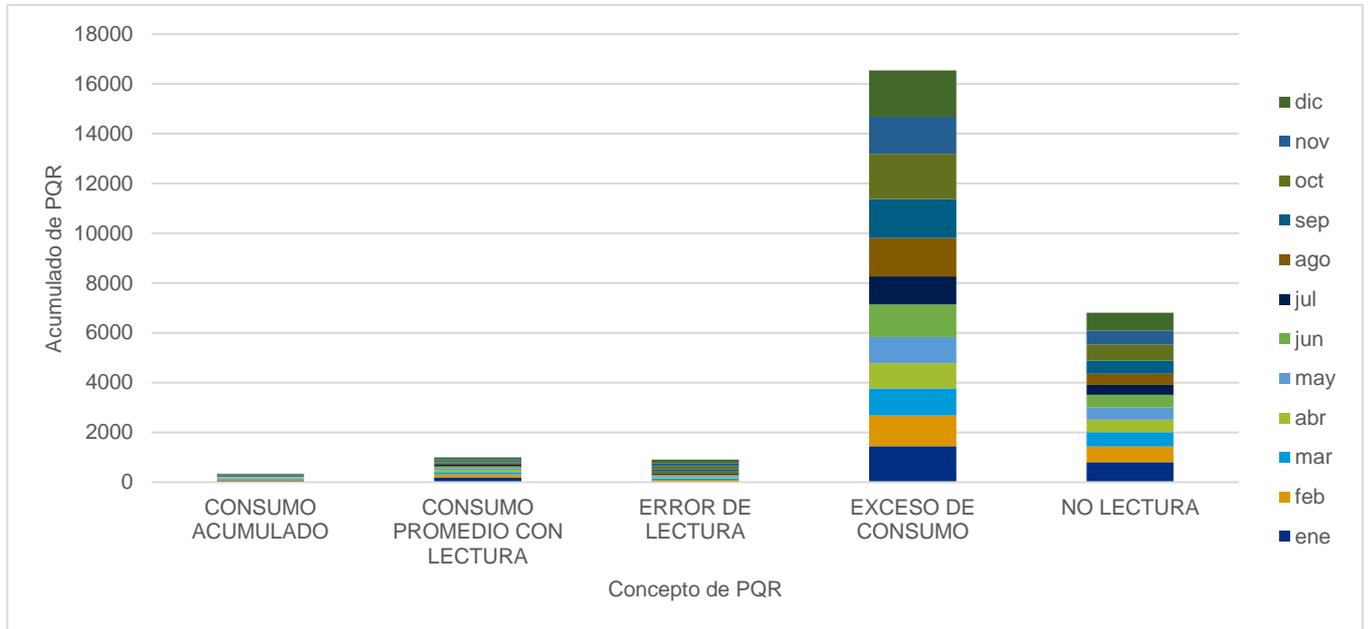
**Figura 26.** Reporte de PQR por conceptos asociados a la medición, AIR-E 2023.



Fuente: AIR-E SAS ESP – Elaboración DTGE.

Para 2023, la empresa reporta un total de 25 588 PQR. Como se puede observar, el total de PQR por los conceptos ya mencionados, a lo largo de los periodos de 2023, no tienen una gran diferencia entre cada periodo, pero sí una tendencia creciente en el segundo semestre de 2023, en contraste con el primer semestre cuya tendencia es decreciente. Se observa un mínimo de 1660 en el mes de julio y un máximo de 2819 en el mes de diciembre. Claramente se evidencia que el mayor número de PQR corresponde al concepto de «Exceso de Consumo», seguido del concepto «No Lectura». Esto último significa que la mayoría de las PQR tiene que ver con altos consumos facturados y con estimación del consumo. La proporción de las PQR por concepto se evidencia en la Figura 27

**Figura 27. Reporte de PQR agrupadas por concepto, AIR-E 2023.**



**Fuente:** AIR-E SAS ESP – Elaboración DTGE.

La Figura anterior muestra que la mayoría de las PQR se concentran en las categorías de «Exceso de Consumo» y «No Lectura», con una gran variabilidad en la distribución mensual dentro de estas categorías. Por ejemplo, «Exceso de Consumo» tiene el mayor número de PQR, con contribuciones significativas de varios meses, especialmente en octubre y diciembre, como se evidencia en la Figura 26. Así las cosas, de las 25 588 PQR reportadas por la empresa para 2023, 16 538 corresponden al concepto «Exceso de Consumo» y 6805 a «No Lectura».

### 5.7.2 Estimación del consumo

En esta sección se aborda el tema de estimación del consumo empezando por lo expuesto por la empresa, seguido de las acciones de la DTGE en ejercicio de sus funciones.

#### Panorama de los casos de estimación de estimación

En esta subsección se dejan plasmados los argumentos y explicaciones de AIR-E, así como el panorama general de los eventos relacionados a la estimación del consumo. En ese sentido, todo lo que se informa en esta subsección corresponde a lo informado por AIR-E en atención al proceso de evaluación.

En primer lugar, la empresa informa sobre la clasificación que da a los casos de estimación como sigue:

*Se aclaró que la empresa divide la totalidad de estimaciones en 5 tipologías, de las cuales dos de estas conforman el 87% de la totalidad de estimaciones, ambas por razones de acción de los usuarios. Estas dos tipologías son: 1. Usuarios encontrados conectados ilegalmente a la red que carecen de medición individual por razones de tipo técnico (96.000 usuarios) y 2. Usuarios que fueron suspendidos por alta morosidad y se han autoreconectado ilegalmente por fuera del equipo de medición (69.704 usuarios). Ambas situaciones que en cumplimiento de la ley dan lugar a la estimación del consumo.*

La clasificación del total de estimaciones se presenta en la siguiente tabla:

**Tabla 26. Descripción de estimaciones por parte de AIR-E.**

Clasificación	Descripción*	# estimaciones	Porcentaje (%)
Anomalías recurrentes por vida útil de medidores	<i>Corresponde a una línea de prioridad en el plan de pérdidas, cantidad en disminución continua desde el 2021, llegando al dato eficiente de 8k desde Agosto 2023.</i>	7954	0,7
Estimaciones Intermitentes	<i>Existen 7.713 adicionales que son intermitentes por anomalías temporales.</i>	7713	0,6
Suministros encontrados conectados a la Red	<i>Existían 120.000 suministros al momento de la toma de operación de Air-e. Sobre esta base existe un indicador de resultados en el PGLP que se ha cumplido en los tres años de operación (cierre 2023: 70k real vs 74k Obj). Corresponde a suministros encontrados conectados ilegalmente a la red, que son contratados con aforo o CPE, debido a la carencia de redes en dichos sectores. Air-e ha detectado 50k nuevos conectados, de los cuales ha normalizado con medida 24k, quedando 26k nuevos encontrados en programación de obra.</i>	96000	8
Estimaciones por acción del usuario	<i>Usuarios suspendidos por mora que se autoreconectan por fuera del equipo de medida.</i>	69704	5,9
Estimado sin anomalía atribuible al medidor	<i>Suministros estimados por investigación de desviación de consumo o por Acceso Impedido</i>	9180	7,8
<b>Total</b>		<b>190551</b>	<b>16</b>

\*Descripción suministrada por AIR-E. Tomada textualmente.

**Fuente:** AIR-E SAS ESP – Elaboración DTGE.

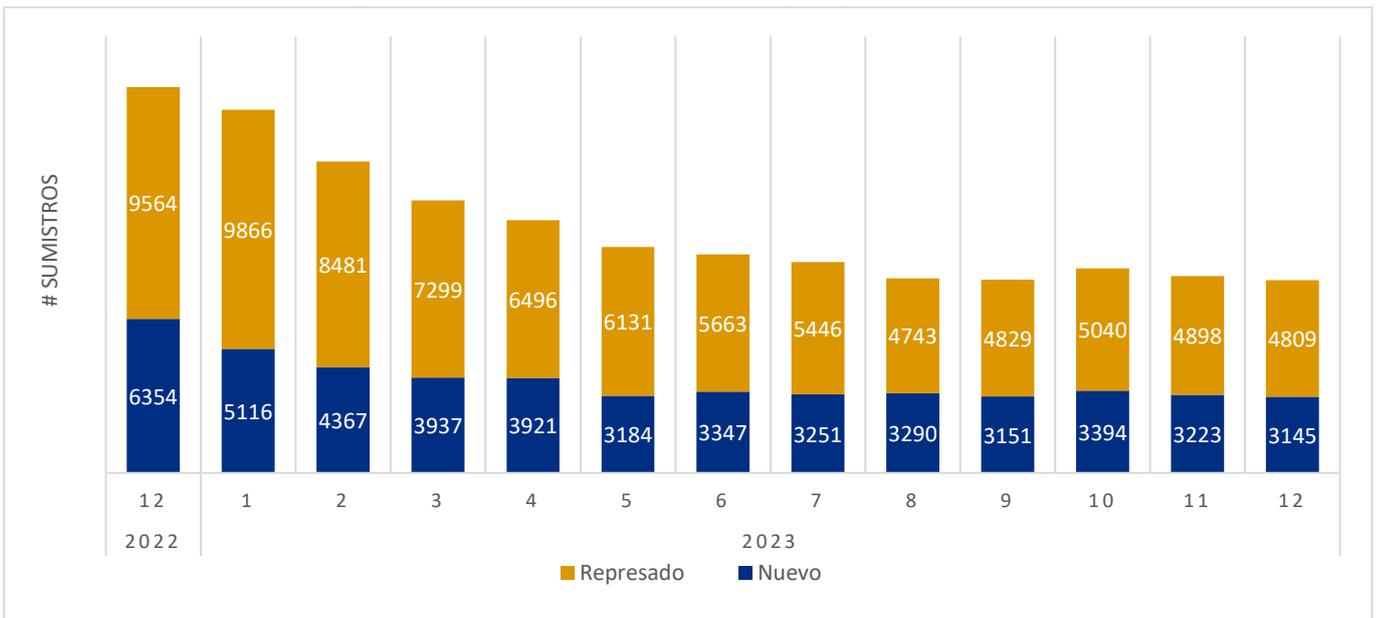
Así dentro del grupo de clasificaciones para agrupar las causales de estimación, la empresa registra un total de 190 551 usuarios diferentes que son sujetos a la estimación de sus consumos, correspondientes al 16% de los usuarios del mercado del AIR-E. Destaca de la

Tabla 26 que se tienen dos grandes grupos «suministros encontrados conectados a la red» y «estimaciones de consumo por acción del usuario», los cuales agrupan al 87% de los casos.

Respecto de la causa denominada «Anomalías recurrentes por vida útil de medidores» la empresa informa que cuenta con «1.084.000 usuarios con medidor, con vida útil de 15 años, el valor esperado es de 6022 medidores averiados por mes, dato eficiente 9000 medidores (6000 primer mes detección + 3000 del mes anterior normalizados posterior al segundo periodo de lectura posterior a la detección». Anomalías que se detectan a través del equipo de lectura en sitio o a través del CGM para los usuarios con teledeteción.

La evolución de las anomalías por periodo que reporta se presenta en la Figura 28.

**Figura 28. Evolución anomalías por periodo AIR-E.**



Fuente: AIR-E SAS ESP – Elaboración DTGE.

En la Figura 28 se muestra el total de estimaciones por mes, correspondiente al grupo de «Anomalías recurrentes por vida útil de medidores», que da cuenta de los suministros nuevos y los anteriores que se acumulan por periodo (atendiendo a la descripción dada por AIR-E y citada previamente). La suma de esos dos grupos corresponde al total de anomalías que se manejan por mes y que, por tanto, son sujetas a la estimación del consumo. Para este primer grupo de estimaciones se tiene un promedio mensual para el año 2023 de 9752 según los reportes de AIR-E.

Respecto del grupo más grande de usuarios facturados mediante estimación de sus consumos (alrededor de 96 000 usuarios por mes), la empresa da cuenta de aquellos suministros que son encontrados conectados a la red. Caso particular que, como se indicó en la Tabla 26, mediante el Programa de Gestión Acordado de Largo Plazo (PGLP) se busca reducir su número. A finales de 2023 se propuso una reducción de 70 000 y la empresa informa que se redujo en 74 000. En complemento, la empresa da reporte de 50 000 usuarios encontrados adicionales a los ya existentes, de los cuales ha normalizado con medida 24 000, quedando 26 000 nuevos encontrados en programación de obra.

Relacionado a lo anterior, sobre el porqué de no prestar el servicio en algunas zonas o a algunos usuarios, la empresa informa de la existencia de algunos de estos usuarios que se cobijan bajo las causales establecidas en el artículo 17 de la Resolución CREG 108 de 1997 respecto de las causales de negación del servicio, principalmente por encontrarse en zonas de alto riesgo según declaratoria de la autoridad competente. Adicionalmente, la empresa también basa sus argumentos en el artículo 99 de la Ley 812 de 2003, donde se establece la prohibición de inversiones y suministro de servicios públicos a invasiones, loteos y edificaciones ilegales. Un tercer argumento tiene que ver con apartes de la Sentencia de la Corte Constitucional C-1189 de 2008 a lo que la empresa enuncia en sus términos que «la Corte estima que la exclusión de dichas actividades en asentamientos, invasiones o edificaciones ilegales es incompatible con el régimen constitucional», así, bajo ese contexto, da aplicación a lo establecido en el artículo 32 de la Resolución CREG 108 de 1997.

*ARTICULO 32. DETERMINACION DEL CONSUMO FACTURABLE PARA SUSCRIPTORES O USUARIOS QUE CARECEN DE MEDICION INDIVIDUAL POR RAZONES DE TIPO TECNICO, DE SEGURIDAD O DE INTERES SOCIAL. El consumo facturable a suscriptores o usuarios residenciales que no cuenten con equipos de medida por razones de tipo técnico, de seguridad o de interés social se determinará, con base en el consumo promedio de los últimos seis (6) meses de los suscriptores o usuarios del mismo estrato que cuenten con medida, considerando el mercado total de la empresa. Para suscriptores o usuarios no residenciales, el consumo se determinará con base en aforos individuales.*

*PARAGRAFO. En las condiciones uniformes del contrato, la empresa incluirá los parámetros que utilizará para la determinación del consumo a los suscriptores o usuarios que se encuentren en esta condición, incluyendo aquellos con servicio provisional o no permanente.*

Finalmente, sobre el grupo de usuarios que se encuentran con el servicio suspendido y a los que la empresa les realiza la estimación de sus consumos pese a esta condición de suspensión, se le solicitó a la empresa justificar los procedimientos desde el marco legal y regulatorio.

La empresa empieza aclarando que:

*Es importante señalar que la estimación se hace “a los usuarios sujetos de suspensión del servicio”, cuando se comprueba que el usuario en dicho estado [sujeto de suspensión] está consumiendo energía mediante una reconexión que se realizó en el inmueble a través de una acometida ilegal por fuera del medidor y sin haber superado la causa que dio lugar a la aplicación de dicha medida. Este complemento es importante para poder contextualizar adecuadamente la inquietud de la SSPD que motivó la consulta, puesto que el usuario suspendido que no se reconecta ilegalmente no es objeto de facturación por estimación del consumo.*

Posteriormente, y en el contexto de lo dispuesto en la Ley 142 de 1994, la empresa cierra exponiendo las razones por las cuales, desde su interpretación, es posible para AIR-E realizar la estimación del consumo y correspondiente facturación a usuarios a los que se les ha suspendido el servicio, como sigue:

*1. El usuario tiene el deber de cumplir con las obligaciones impuestas en la Ley 142 de 1994 y el CCU de Air-e, de tal manera que si las incumple hay lugar a la aplicación de las medidas previstas en estas normas, como es el caso de la suspensión y el corte del servicio como una consecuencia de la mora en el pago y la existencia de un fraude a las conexiones, acometidas, medidores y líneas (Art. 140 de la Ley 142 de 1994).*

2. La misma Ley señala que para la reconexión del servicio el usuario debe superar la causa que origina la suspensión, de tal manera que si no lo hace y el usuario se reconecta de la manera ilegal incurre en un incumplimiento de la Ley.

3. La reconexión ilegal o fraudulenta constituye un incumplimiento de las obligaciones “de no hacer” a cargo del usuario [artículo 1612 del código civil], de tal manera que si incurre en ella incumple el contrato y emplea un mecanismo ilegal para consumir energía.

4. Cuando la reconexión la hace el usuario por fuera del medidor, la Empresa puede y tiene el derecho de facturar el consumo de energía eléctrica mediante los mecanismos alternativos de estimación de consumo señalados en el artículo 146 de la Ley 142 de 1994, ya que estamos en presencia de una acción u omisión del usuario que implica un incumplimiento de la Ley y el CCU e impide que se le facture por diferencia de lectura del medidor, ya que este equipo no registra el consumo.

En este evento uno de los mecanismos validos que consagra la norma para la estimación del consumo es la de los “Consumos promedios de suscriptores o usuarios que estén en circunstancias similares”, lo que se traduce en usuarios del mismo estrato al tratarse de usuarios residenciales.

5. El CCU de Air-e consagra este evento (reconexión fraudulenta por fuera del medidor) como un incumplimiento grave del mismo, el cual da lugar la facturación de la energía mediante el mecanismo de estimación del consumo mencionado en la conclusión anterior, para lo cual, el Anexo No. 2 define la manera en que se aplicará dicho mecanismo.

6. Por mandato del artículo 1602 del Código Civil Colombiano, lo establecido en el CCU de Air-e es ley para la partes, de tal manera que el usuario se obliga a cumplir con todas las obligaciones previstas en el mismo, la cuales imponen como una obligación de no hacer la reconexión fraudulenta y habilita a la Empresa a recuperar la energía mediante la estimación del consumo mecanismo este al que nos hemos venido refiriendo, el cual

*evita que se le incrementen los perjuicios económicos a Air-e con esta conducta ilegal del usuario.*

*7. La factura en donde se cobra la energía eléctrica mediante el mecanismo legal y contractual de estimación del consumo a través de “Consumos promedios de suscriptores o usuarios que estén en circunstancias similares”, es susceptible de ser reclamada y recurrida en los términos del artículo 154 de la Ley 142 de 1994, de tal manera que se le garantiza el derecho de contradicción y defensa del usuario.*

*8. La facturación del consumo mediante la estimación del consumo en los casos señalados [acometida fraudulenta o reconexión no autorizada] es una alternativa prevista en la Ley y en el CCU utilizada de forma excepcional cuando se dan los presupuestos de hecho y de derecho para su aplicación.*

*9. Se precisa que la medida de suspensión del servicio no interrumpe y menos suspende la vigencia del CCU, conservando este su aplicabilidad, de tal manera, que ante la suspensión del servicio recaen sobre el usuario deberes de conducta, entre ellos, abstenerse [obligación de no hacer] de reconectarse sin autorización al servicio de energía.*

Desde la DTGE se ha abordado el tema como se describe a continuación.

### **Acciones de la DTGE sobre la estimación**

Desde la DTGE, se puso en consideración 1) las múltiples quejas allegadas a la entidad por casos de estimación del consumo, 2) los reportes que realiza la empresa de consumos estimados en el SUI a través del formato TC2 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, donde, para los años 2022 y 2023 se hizo una revisión de los casos de estimación y 3) en línea con lo anterior, los resultados comparativos de estimación de energía publicados en el Informe Diagnóstico del Estado de la Medición Individual en el SIN<sup>20</sup> donde se evidencia que

---

<sup>20</sup> [Diagnóstico de Medición 2022](#)

los indicadores de estimación por parte de AIR-E por número de usuarios, comparados con las otras empresas comercializadoras, es significativamente superior. AIR-E está en segundo lugar por debajo de la Empresa Distribuidora del Pacífico SA ESP respecto de los consumos estimados por cada 100 000 usuarios.

Así, para poder determinar la validez de las estimaciones del consumo realizadas por la empresa AIR-E, se le requirió, por parte de la DTGE, remitir la justificación, para cada uno de los usuarios, de cada uno de los periodos estimados en el periodo comprendido entre julio de 2022 y diciembre de 2023 donde el número de estimaciones por periodo está distribuido como se ilustra en la Tabla 27.

**Tabla 27.** Distribución del número de estimaciones por mes por parte de AIR-E.

Año	Periodo	# Estimaciones
2022	Julio	96142
	Agosto	86635
	Septiembre	104324
	Octubre	111822
	Noviembre	104949
	Diciembre	103842
2023	Enero	96556
	Febrero	90845
	Marzo	89562
	Abril	85989
	Mayo	87942
	Junio	88926
	Julio	95041
	Agosto	112646
	Septiembre	112342
	Octubre	102394
	Noviembre	103138
	Diciembre	103943
<b>Total</b>		<b>1777038</b>

Fuente: SUI – Elaboración DTGE.

Así las cosas, y previo a la visita de evaluación, se le requirió a la empresa remitir la justificación de la estimación de cada uno de 1 777 038 periodos. Esto con el propósito de brindar a las partes interesadas una respuesta con un indicador real de los niveles de estimación de la empresa, y claramente, en ejercicio de las actividades de IVC propias de la SSPD, esto a razón de que, si bien existe la obligación de determinar los consumos facturables

al usuario por medio de la lectura real de su equipo de medida, la normativa permite, bajo casos excepcionales, la determinación del consumo a través de la estimación utilizando las alternativas que la misma norma ofrece, tal como lo ha manifestado la SSPD en la Circular Externa n.º 20241000000434 del 15 de mayo de 2024<sup>21</sup>. En línea con lo anterior, y tal como lo manifestó la SSPD en la mencionada circular, *«la SSPD se encuentra realizando los respectivos requerimientos de información a los prestadores, indicando que se remita, para cada caso particular, los soportes documentales, para determinar si las situaciones individuales reportadas como casos de estimación de consumo se acogen estrictamente a las excepciones contempladas por la ley y para verificar si, adicionalmente, cada una de ellas se encuentra debidamente justificada conforme a lo expuesto en la presente comunicación. Esto para determinar y aplicar las sanciones correspondientes en aquellos casos donde las empresas no puedan justificar de manera incontrovertible la garantía de los derechos de los usuarios en cuanto a la determinación de sus consumos reales»*. En consecuencia, la entrega de la información quedó con fecha del 31 de julio de 2024 y quedará sujeta a la revisión por parte de la DTGE.

Así, y dados los altos indicadores de estimación evidenciados se reporta como un «no cumplimiento» a la medición real de los consumos al usuario por parte de la empresa hasta tanto no haya una justificación válida por parte de la empresa conforme a lo que establece la norma.

## **5.8 Prestación del servicio en propiedades horizontales**

Una situación que se volvió frecuente por parte de la empresa AIR-E tiene que ver con las suspensiones del servicio a las propiedades horizontales cuando existen, dentro del grupo de usuarios pertenecientes a estas propiedades (incluido el usuario «zonas comunes»), usuarios que se encuentran inmersos en las causales de suspensión del servicio en concordancia a lo dispuesto en el artículo 140 de la Ley 142 de 1994.

---

<sup>21</sup> [Circular externa n.º 20241000000434](#)

Sin embargo, dentro del conjunto de usuarios, también existen aquellos que se encuentran al día con sus pagos y el hecho de suspenderles a estos últimos el servicio de forma injustificada se vuelve una práctica inaceptable desde todo punto de vista.

Uno de los puntos discutibles dentro de los argumentos que expone la empresa tiene que ver con la manera en cómo definen los elementos involucrados en la prestación del servicio que parte desde la red local de la empresa y que permiten llevar la energía a cada uno de los usuarios de la propiedad horizontal. Así las cosas, la empresa al ubicar un macromedidor en el lado de alta del transformador con el que se alimenta la propiedad horizontal, argumenta que el punto de medición debe coincidir con el «punto de conexión», tal como lo establece el artículo 19 del Código de Medida. Nótese que acá se realiza en el orden contrario, se hace coincidir el punto de conexión con el punto de medición. Si bien en el parágrafo del artículo 32 de la Ley 675 de 2001 «*por medio de la cual se expide el régimen de propiedad horizontal*» se establece que

*PARÁGRAFO: Para efectos de facturación de los servicios públicos domiciliarios a zonas comunes, la persona jurídica que surge como efecto de la constitución al régimen de propiedad horizontal podrá ser considerada como usuaria única frente a las empresas prestadoras de los mismos, si así lo solicita, caso en el cual el cobro del servicio se hará únicamente con fundamento en la lectura del medidor individual que exista para las zonas comunes; en caso de no existir dicho medidor, se cobrará de acuerdo con la diferencia del consumo que registra el medidor general y la suma de los medidores individuales (...).*

Esto no implica la existencia de un único usuario llamado propiedad horizontal. En ese sentido, determinar un «punto de conexión» atribuible a la propiedad horizontal carece de soporte regulatorio toda vez que el «punto de conexión», implica la conexión de un único usuario a razón de que para que haya un punto de conexión se deben contar con «activos de conexión». Veamos las definiciones de cada concepto:

*Punto de conexión: Es el punto de conexión eléctrico en el cual los **activos de conexión** de un usuario o de un generador se conectan al STN, a un STR o a un SDL; el punto de*

*conexión eléctrico entre los sistemas de dos (2) Operadores de Red; el punto de conexión entre niveles de tensión de un mismo OR; o el punto de conexión entre el sistema de un OR y el STN con el propósito de transferir energía eléctrica<sup>22</sup> (negrilla fuera de texto).*

*Activos de conexión a un STR o a un SDL: son los bienes que se requieren para que un OR se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional, STR, o a un Sistema de Distribución Local (SDL), de otro OR. **También son activos de conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los niveles de tensión 4, 3, 2 o 1.** Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual<sup>23</sup> (negrilla fuera de texto).*

*Activos de uso de STR y SDL: son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV **que son utilizados por más de un usuario** y son remunerados mediante cargos por uso de STR o SDL<sup>24</sup> (negrilla fuera de texto).*

Así las cosas, regulatoriamente no existe un «punto de conexión» atribuible al lado de alta del transformador toda vez que dicho transformador, al ser utilizado por la propiedad horizontal es un «activo de uso», no un «activo de conexión». Dicho de otro modo, en el lado de alta del transformador no se puede configurar un «punto de conexión» de las zonas comunes de la propiedad a razón de que el transformador no es un «activo de conexión». A pesar de que exista un punto de medición en el lado de alta del transformador (el macromedidor que utiliza AIR-E para controlar las pérdidas o como aplicación de lo establecido en el citado párrafo del artículo 32 de la Ley 675 de 2001), allí no existe un «punto de conexión», se reitera que, como lo define el artículo 19 del Código de Medida, el punto de medición debe coincidir con el punto de medición y no viceversa.

*ARTÍCULO 19. UBICACIÓN DE LAS FRONTERAS COMERCIALES. El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En el caso de que la conexión se*

<sup>22</sup> Artículo 2 de la Resolución CREG 038 de 2014.

<sup>23</sup> Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018.

<sup>24</sup> *Ibidem*.

*realice a través de un transformador, el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador.*

En el mismo escenario, la empresa argumenta que soporta el hecho de suspender el servicio a toda la propiedad horizontal basada en lo establecido en el numeral 6 de la cláusula 16 del CCU el cual establece que:

*Cláusula 16ª.- OBLIGACIONES DE EL USUARIO: Son obligaciones del EL USUARIO las siguientes:*

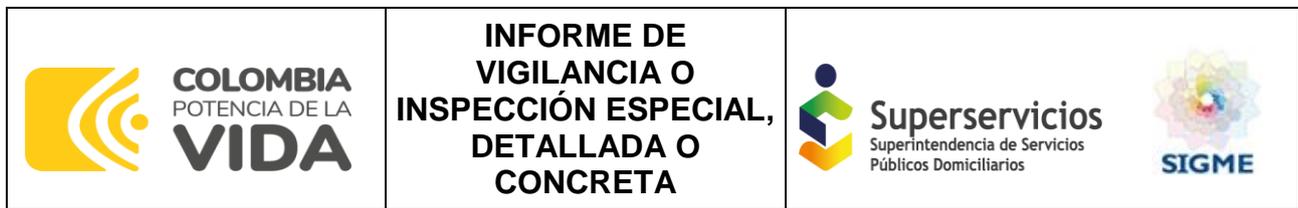
*(...)*

*Facilitar el acceso al inmueble de las personas debidamente autorizadas por LA EMPRESA para efectuar lecturas a los medidores, revisiones de las instalaciones internas y medidores, suspensiones, cortes del servicio, realización de censos de carga, retiro de medidores para su verificación, reemplazo de medidores cuando se hayan encontrado adulterados o intervenidos y, en general, cualquier derecho consagrado a favor de LA EMPRESA en la Ley, la regulación o el contrato.*

Así, según lo informa la empresa, AIR-E remite comunicación por decisión empresarial informando el incumplimiento de la administración del conjunto al aparte citado del CCU, realizando avisos de las decisiones empresariales a todos los usuarios de la propiedad con la notificación de la suspensión. Se suspenden a todos cuando ninguno interpone recurso.

Otro aspecto por destacar es que la empresa atribuye la validez de los cobros de los consumos de las zonas comunes a través del macromedidor incluso cuando hay medición individual en estas, soportando su actuar en lo establecido en el literal c del artículo 2.3.1.3.2.3.13 del Decreto Único Reglamentario 1077 de 2015, citando que

*De no ser técnicamente posible la medición individual del consumo de áreas comunes, se debe instalar un medidor general en la acometida y calcular el consumo de las áreas comunes como la diferencia entre el volumen registrado por el medidor general y la suma de los consumos registrados por los medidores individuales.*



Sin embargo, la empresa no informa a sus usuarios del contenido completo del artículo que en su encabezado indica que:

*ARTÍCULO 2.3.1.3.2.3.13. De los medidores generales o de control. En el caso de edificios o unidades inmobiliarias cerradas podrá existir un medidor de control inmediatamente aguas abajo de la acometida. Deben existir medidores individuales en cada una de las unidades habitacionales o no residenciales que conforman el edificio o las unidades inmobiliarias o áreas comunes.*

Y menos, que el artículo corresponde a la Sección 2 del Decreto que da cuenta de la prestación de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado. Así las cosas, carece de aplicabilidad el sentido estricto de esta normativa de no encontrarse explícitamente estipulada en lo referente a la normativa aplicable al servicio público de energía eléctrica. Cabe agregar que ese tipo de argumentos puede llegar a inducir al error al usuario y demás receptores del mensaje por parte de la empresa.

Un aspecto adicional de enorme preocupación por parte de esta SSPD tiene que ver con el hecho de que, producto de estas suspensiones, se han visto afectados usuarios que son atendidos por otros comercializadores y que, a pesar de esto, se les ha suspendido el servicio por parte de AIR-E.

Al respecto, y como parte de la visita de evaluación, se le requirió a la empresa para que remitiera la información de los procesos de suspensión a propiedades horizontales respecto de las cuales se pueda evidenciar la garantía del debido proceso y de la garantía a los derechos de los usuarios. Así como un informe de las quejas por los procesos de suspensión en este tipo de propiedades y los respectivos soportes. Información que se entregará con fecha del 31 de julio 2024 y que será debidamente analizada en conjunto con las diferentes quejas y soportes remitidos por otros comercializadores en cuanto a la afectación a sus usuarios a causa de las suspensiones ejecutadas por la empresa AIR-E.

### **5.8.1 Sobre el contrato creado por AIR-E a las zonas comunes de las propiedades horizontales atendidas por otro comercializador**

En línea con lo anterior, otro hecho que se ha destacado respecto de las propiedades horizontales tiene que ver con la facturación que realiza AIR-E a las zonas comunes de una propiedad horizontal cuando estas, entendiéndose como la persona jurídica que nace para efectos de la prestación de servicios públicos y en concordancia con la Ley 675 de 2001, son atendidas por otro comercializador. Así, producto de las diferencias que presenta la suma de las mediciones individuales de toda la propiedad horizontal (incluido el medidor individual de las zonas comunes) y el consumo registrado por el macromedidor instalado por AIR-E para su control de pérdidas, AIR-E toma esa diferencia (que son las pérdidas de energía al interior de la propiedad horizontal) y crea un nuevo usuario al interior de esa propiedad horizontal, en las zonas comunes y a este le emite una factura que da cuenta de esos consumos.

Al respecto, esta DTGE presenta su respectivo análisis como sigue:

Con el fin de regular las relaciones jurídicas (derechos, deberes y obligaciones) entre las personas que ofrecen estos servicios y sus usuarios, la Ley 142 de 1994 configuró un tipo de contrato denominado de servicios públicos, también llamado de condiciones uniformes, cuyas estipulaciones se encuentran previamente definidas por el prestador del servicio<sup>25</sup>.

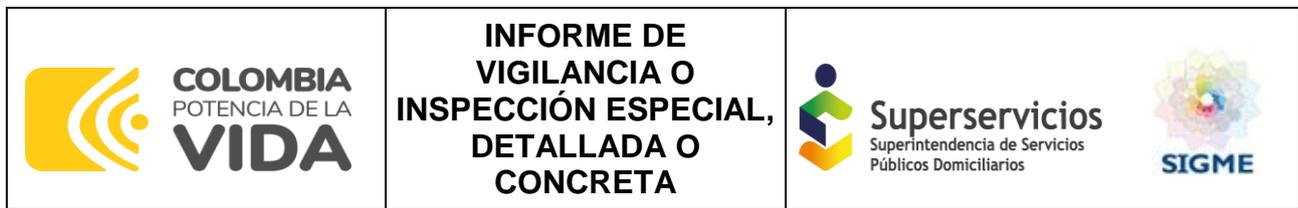
A su vez, el artículo 132 estipula el régimen legal del contrato y establece una jerarquía normativa, definiendo en el nivel más alto a la Ley 142 de 1994 y a la regulación, debajo de ellas a las estipulaciones tanto especiales como generales señaladas de manera previa por el prestador en el Contrato, y por último, a los Códigos de Comercio y Civil<sup>26</sup>.

La Corte Constitucional así lo ha expresado: *«(...) el suministro de los servicios públicos domiciliarios se regirá, en primer lugar, por las leyes que regulan su continua y eficiente prestación, en específico, por las Leyes 142 de 1994, 143 de 1994 y 689 de 2001. En segundo término, se aplicarán las condiciones especiales que se pacten con los usuarios, y las condiciones uniformes previamente dadas a conocer siguiendo los medios de publicidad*

---

<sup>25</sup> Ley 142 de 1994, «ARTÍCULO 128. CONTRATO DE SERVICIOS PÚBLICOS. Es un contrato uniforme, consensual, en virtud del cual una empresa de servicios públicos los presta a un usuario a cambio de un precio en dinero, de acuerdo a estipulaciones que han sido definidas por ella para ofrecerlas a muchos usuarios no determinados.».

<sup>26</sup> Ver Corte Constitucional, Sentencia C- 075 de 2006.



*reconocidos en el ordenamiento jurídico. Finalmente, frente a cualquier omisión o vacío normativo, se acudirá a las normas del Código de Comercio y del Código Civil, en cuanto resulten compatibles<sup>27</sup>».*

Lo anterior significa que el contrato de servicios públicos, también conocido como de condiciones uniformes, no es un contrato cualquiera y que el Estado, por diversas razones, tiene un especial interés en intervenir para evitar el abuso de la posición dominante y que no radique en la voluntad del prestador del servicio toda la configuración contractual. Por eso, la jurisprudencia ha sido reiterativa en afirmar que la relación jurídica entre empresa usuario es una relación legal y reglamentaria, estrictamente objetiva, que se concreta en un derecho a la prestación legal del servicio en los términos precisos de su reglamentación, sin que se excluyan normas de derecho privado en aspectos no regulados en la ley<sup>28</sup>. Además, es un contrato intervenido por el Estado en todo lo relativo a los derechos y deberes de los usuarios, su régimen de protección y su forma de participación en la gestión y fiscalización de las empresas prestadoras<sup>29</sup>.

Otra característica fundamental de esta relación contractual es que exige como elementos esenciales, por un lado, la prestación de un servicio público domiciliario en forma regular, continua y eficiente y por el otro, en atención a su naturaleza onerosa, el pago por parte del usuario y/o suscriptor a la empresa respectiva de una suma de dinero, en los términos del artículo 128 de la Ley 142 de 1994.

Así mismo, el artículo 128 de la Ley 142 de 1994, sin perjuicio de la uniformidad y adhesividad antes analizadas, señala también que el contrato de servicios públicos es consensual. Ahora bien, según el artículo 1500 del Código Civil, un contrato es consensual cuando se perfecciona por el sólo consentimiento de las partes. Es decir, en oposición a los contratos solemnes, el contrato de servicios públicos no requiere de formalidades especiales para que surta efectos jurídicos.

---

<sup>27</sup> *Ibidem*.

<sup>28</sup> Corte Constitucional, Sentencias C- 263 de 1996 y T-540 de 1992.

<sup>29</sup> Corte Constitucional, Sentencia C- 1162 de 2000.

La Corte Constitucional se refirió a este aspecto en la sentencia C-1162 de 2000, en los siguientes términos:

*(...) Cabe aclarar que este tipo de contratos por adhesión, también llamados “de cláusulas uniformes”, no excluye, según lo determina la propia ley, el carácter consensual de los mismos, pues sí existe voluntad del usuario, sólo que ésta se pliega a las estipulaciones previamente definidas en el contrato por la empresa prestadora.*

De igual forma, en Sentencia C-075 de 2006 expresó lo siguiente:

*El citado acto jurídico para su formación no se encuentra sometido a ningún tipo de solemnidad, razón por la cual en cuanto a su celebración sigue la regla general en materia de creación de los negocios jurídicos, conforme a la cual éstos se perfeccionan por el sólo consentimiento de las partes (principio de consensualidad de los actos jurídicos). Así lo reconoce el artículo 129 de la Ley 142 de 1994, al determinar que: “existe contrato de servicios públicos desde que la empresa define las condiciones uniformes en las que está dispuesta a prestar el servicio y el propietario, o quien utiliza un inmueble determinado, solicita recibir allí el servicio, si el solicitante y el inmueble se encuentran en las condiciones previstas por la empresa<sup>30</sup>.*

De acuerdo con todo lo anterior, se concluye que todo prestador de servicios públicos domiciliarios debe suscribir un contrato de prestación de servicios públicos (también denominado de condiciones uniformes), antes de iniciar la prestación de estos. Este contrato es el vínculo jurídico existente entre prestador – usuario, que rige todo lo relacionado con la prestación efectiva y eficiente del servicio y que consagra todas las obligaciones y deberes de las partes. Así mismo, para la validez del contrato de servicios públicos domiciliarios, se requiere el libre acuerdo entre las partes que lo celebran, esto es la libre voluntad del suscriptor y el prestador; sin perjuicio de que sea un contrato de adhesión, por cuanto sus condiciones generales son diseñadas por el prestador.

---

<sup>30</sup> CORTE CONSTITUCIONAL. Sentencia C-075 de 2006. M.P. Rodrigo Escobar G

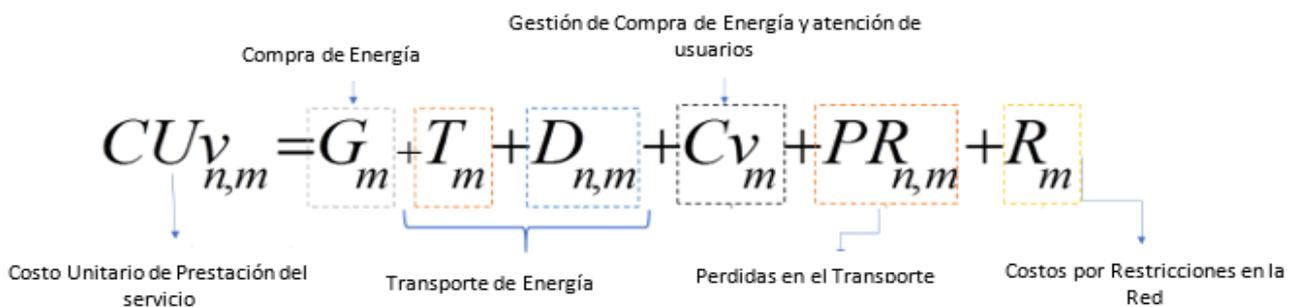
Por consiguiente, el actuar de la empresa AIR-E en la creación de usuarios nuevos o en el proceso de instalación de nuevos macromedidores con la intención de liquidar las pérdidas de los usuarios de su mercado, deben ser acorde con la naturaleza del régimen contractual que se define conforme a las voluntades de las partes en la adquisición de la prestación del servicio público domiciliario.

### 5.9 Aspectos tarifarios

Esta sección del informe se enfoca en el Costo Unitario de Prestación del Servicio, cada uno de sus componentes y las tarifas aplicables a los usuarios regulados conectados a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, lo anterior teniendo en cuenta que en este grupo de usuarios se encuentra la mayoría de los usuarios de la empresa. Ahora bien, de acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI), AIR-E atiende usuarios regulados y usuarios no regulados por lo cual adicionalmente al final de este capítulo se puede observar el análisis concerniente a los usuarios no regulados.

#### 5.9.1 Usuarios regulados

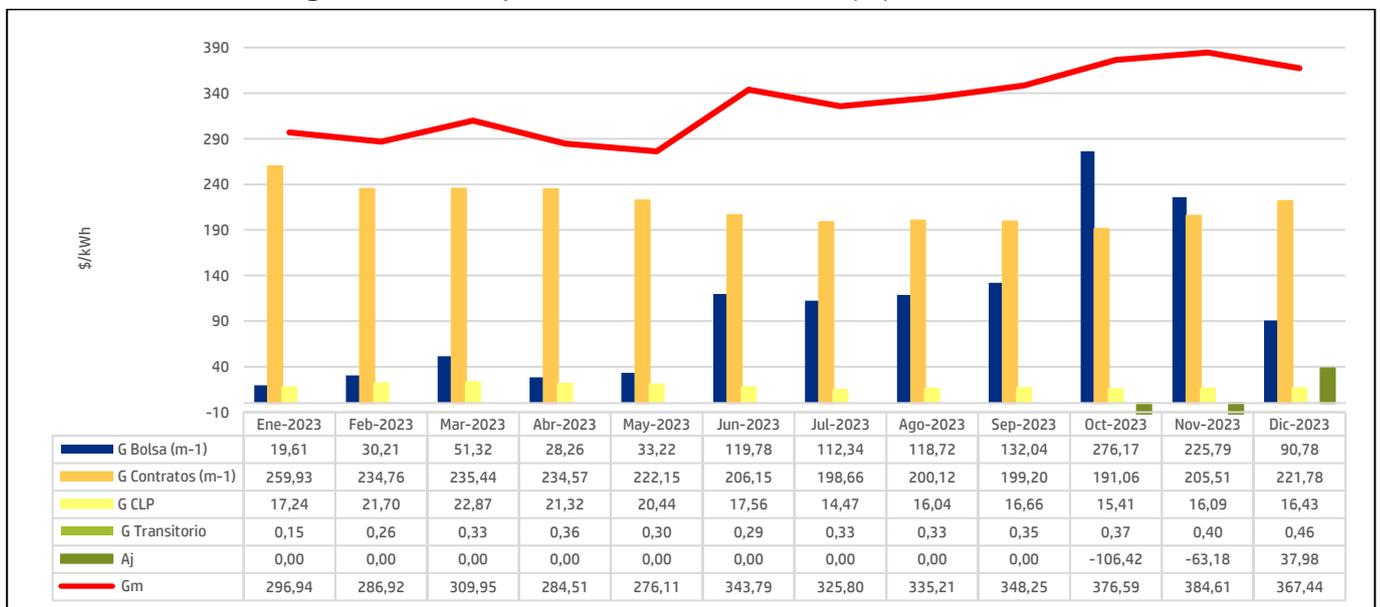
El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica, corresponde al costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, de acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, está conformado por la suma de los componentes de generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y restricciones del sistema (R), cada uno de los cuales obedece a unas condiciones reguladas para la determinación de su valor.



### Componente de Generación

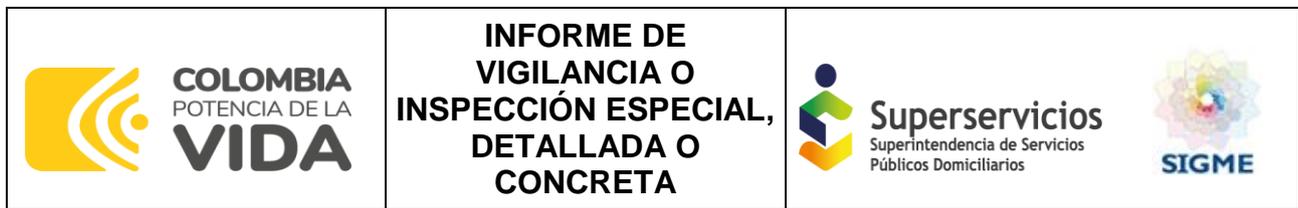
Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 174 de 2021 y la Resolución CREG 101 002 de 2022. Este componente permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador, bien sea vía contratos bilaterales, bolsa en el mercado de energía mayorista u otros mecanismos de compra contemplados actualmente por la regulación. Ver Figura 29.

**Figura 29. Componente de Generación (G) 2023 – AIR-E.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 29, pueden evidenciarse los cambios en el componente de Generación a lo largo del año 2023, adicionalmente se puede observar el comportamiento desagregado y la variación de estos subcomponentes. En el primer semestre se observan disminuciones para los meses de febrero, abril y mayo; mientras que en el segundo semestre se observa un aumento generalizado desde el mes de junio hasta el mes de noviembre, esto en línea con el comportamiento del mercado; volviendo a observar una disminución en este componente solo hasta el mes de diciembre del 2023. En el cuarto trimestre, el componente de Generación alcanzó el valor máximo que fue de 384,61 \$/kWh para el mes de noviembre, por el contrario,



en el mes de mayo este componente alcanzó su valor más bajo en el año 2023, llegando a un valor de 276,11 \$/kWh.

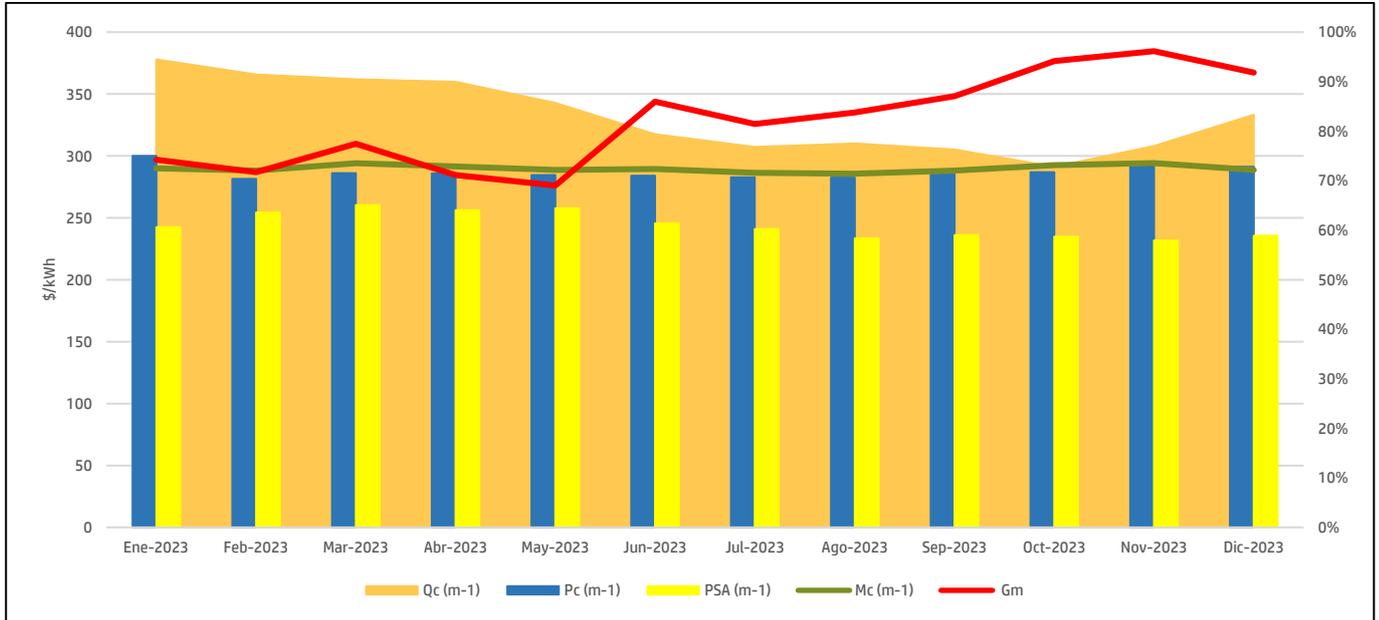
Las barras de color azul corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en bolsa y las barras de color naranja corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en contratos bilaterales. Finalmente, también se evidencia el aporte de las compras en la subasta del Ministerio de Minas y Energía en color amarillo (G CLP), además del G transitorio el cual considera dentro de su cálculo las compras AGPE y GD que se presenten.

Los dos meses en los que el aumento porcentual fue más alto en este componente, fueron junio y octubre, alcanzando un incremento de 24,51% y 8,14% respectivamente con relación al mes inmediatamente anterior; estos aumentos estuvieron determinados por un significativo aumento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente. Es decir que, la combinación del precio de bolsa junto con el nivel de exposición en ese momento hizo que el componente de Generación pasara de trasladar 132,04 \$/kWh en el mes de septiembre a 276,17 \$/kWh en octubre.

#### **5.9.1.1.1 Compras en contratos**

Con el propósito de ilustrar esta parte de la evaluación integral, se lleva a cabo la comparación del comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en contratos (Pc), el costo promedio de energía comprada en los contratos de la subasta del ministerio (PSA), el costo promedio ponderado por energía (Mc), el porcentaje de la demanda regulada cubierta con contratos bilaterales (Qc) y el costo máximo a trasladar a usuarios finales (G).

**Figura 30. Comportamiento de las variables (G contratos) 2023 – AIR-E.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

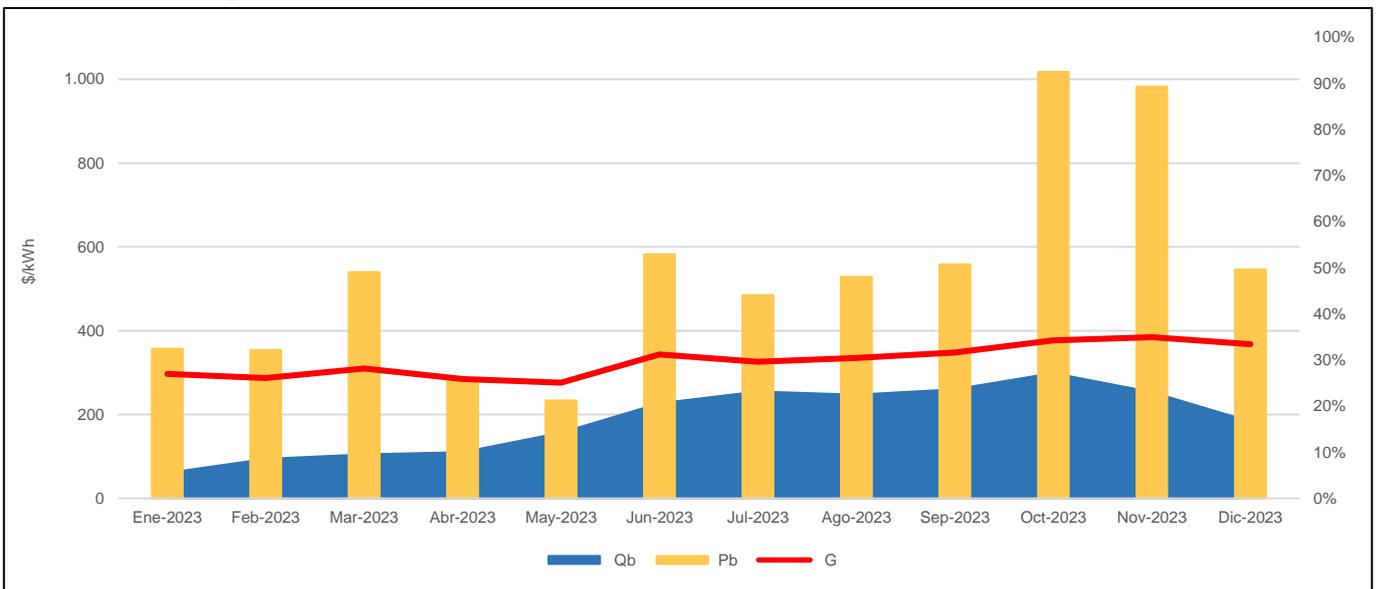
De la Figura 30 se puede observar que, en el año 2023, AIR-E adquirió energía a un precio promedio en contratos (Pc) muy similar al precio promedio del mercado (Mc). En resumen, el precio promedio de la energía comprada en contratos durante el año 2023 fue de 286,99 \$/kWh, manteniéndose por debajo del promedio de Mc para el mismo período el cual fue de 289,81 \$/kWh, dando como resultado un Qc promedio de 82,93% lo que contribuyó a que el valor promedio del efecto final en el G fuera de 328,01 \$/kWh relacionado a lo observado en la Figura 29.

En la misma Figura 30, se puede observar lo sucedido en el mes de junio de 2023; que, si bien el valor del componente de Generación experimentó un incremento, el cubrimiento de la demanda regulada en contratos, representada por Qc empezó a disminuir, dejando así un mayor porcentaje expuesto al mercado de bolsa a un precio (Pb) en aumento. La variable PSA corresponde al precio promedio de compra de energía en las subastas de renovables realizadas por el Ministerio de Minas y Energía.

### 5.9.1.1.2 Compras en bolsa

De manera análoga al análisis previo de las compras en contratos, se establece una comparación entre el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía adquirida en la bolsa (Pb), el porcentaje de la demanda regulada cubierta mediante compra de energía en la bolsa (Qb) y el costo máximo a ser trasladado a los usuarios finales (G).

**Figura 31. Comportamiento de las variables (G Bolsa) 2023 – AIR-E.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 31, se puede observar que la combinación del porcentaje de exposición en la bolsa y su correspondiente precio tiene un impacto directo en el componente de Generación aplicado por la empresa AIR-E. Este componente experimenta un aumento significativo en el mes de junio de 2023, cuando un precio en la bolsa (Pb) de 582,42 \$/kWh y una exposición en la bolsa del 20,61% resultaron en un valor de Generación (G) de 343,788 \$/kWh. Así mismo, se puede observar cómo la empresa logró reducir el aumento que podría haber generado el impacto de los precios en bolsa que llegó a 1017,54 \$/kWh en el mes de octubre de 2023, lo anterior debido a la estabilidad en la exposición a bolsa.

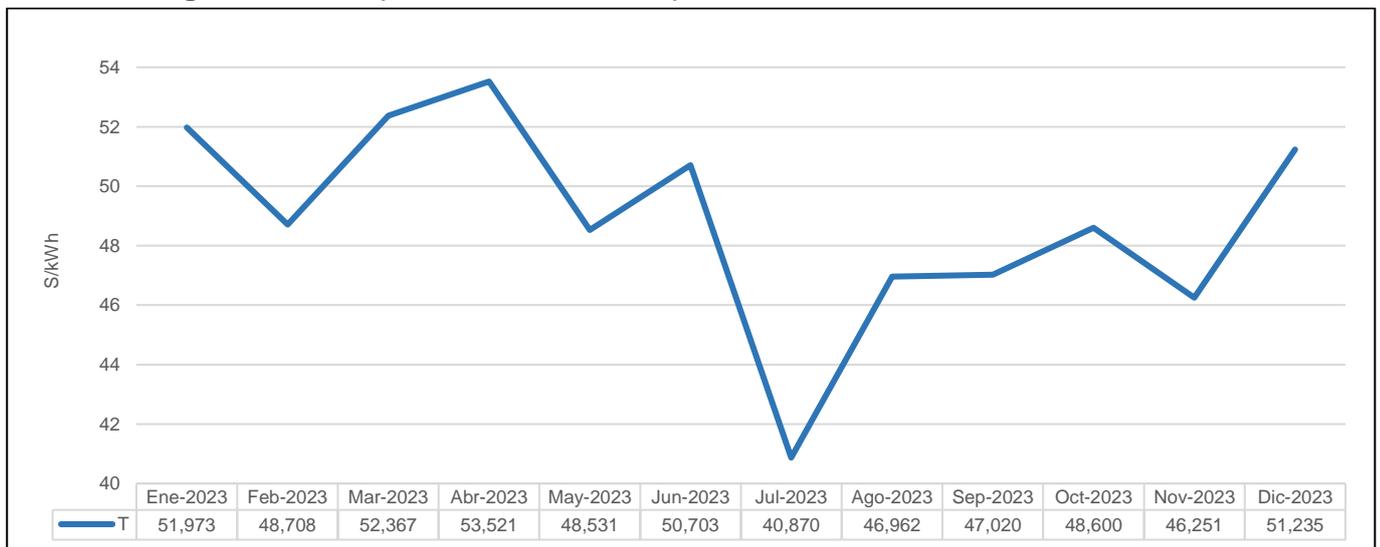
### Componente de Transmisión

El componente de Transmisión reconoce a los transmisores nacionales el valor de las inversiones realizadas mediante un ingreso regulado establecido por la CREG a través de

resolución particular, es liquidado y publicado por XM SA ESP. en calidad de LAC de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009 y las empresas comercializadoras cobran a sus usuarios dicho valor, es decir los comercializadores no tienen gestión sobre las variaciones o valor que asuma este componente.

En la Figura 32 se muestran los valores del componente de Transmisión trasladados por la empresa AIR-E a sus usuarios durante el año 2023. Cabe aclarar que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente.

**Figura 32. Comportamiento del componente de Transmisión 2023 – AIR-E.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

### Componente de Distribución

El componente de Distribución está asociado a la remuneración de la actividad de distribución desarrollada por los operadores de red y es calculado conforme la vigente, metodología, la Resolución CREG 015 de 2018. Este componente considera principalmente los cargos por el uso de los activos del Operador de Red (OR). Estos cargos, expresados en \$/kWh, remunerar las inversiones en activos del Sistema de Distribución Local (SDL) y Sistema de Transmisión Regional (STR), así, los gastos administrativos de operación y mantenimiento relacionados asociados a los activos utilizados para la prestación del servicio. Los cargos para los STR y SDL son calculados mensualmente por el LAC (Liquidador y Administrador de Cuentas).

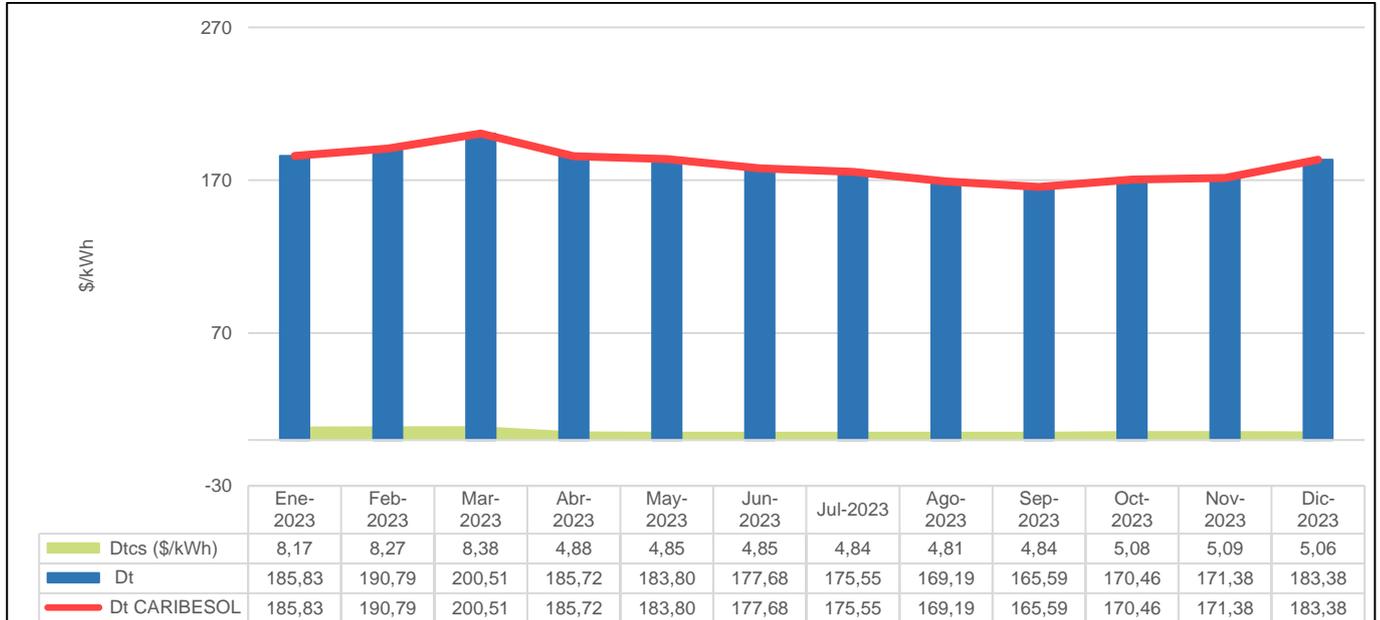
Mediante el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, se ordenó a la CREG establecer, dentro de la metodología de remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD). Estas áreas se definen como conjuntos de redes de transmisión regional y/o distribución local destinados a brindar servicio en zonas urbanas y rurales, y son operadas por uno o más Operadores de Red. La conformación de estas áreas se realiza teniendo en cuenta la proximidad geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido por la ley. Además, se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD. Las distintas áreas fueron conformadas de acuerdo con las Resoluciones 182306 de 2009 (ADD Oriente), 181347 de 2010 (ADD Occidente), 180696 de 2011 (ADD Sur), 180574 de 2012 (ADD Centro), 90290 de 2014 (Actualización ADD Sur) y 40227 de 2022 (Actualización y Confirmación de todas las ADD).

El objetivo de las Áreas de Distribución (ADD) es unificar las tarifas de Distribución (D) por nivel de tensión para regiones con características similares, con el criterio de cercanía geográfica, permitiendo así generar un cargo único por ADD de dicho componente. El cargo unificado de distribución (DtUN) corresponde al cálculo realizado por el LAC, el cual se asemeja al promedio ponderado de los cargos propios reconocidos a cada empresa por su demanda.

Es preciso mencionar que en la actualidad existen cuatro (4) mercados de comercialización que no se encuentran dentro del esquema de las ADD correspondiendo a CARIBESOL, CARIBE MAR, GUAVIARE y CHOCÓ.

Así las cosas, el mercado CARIBESOL atendido por AIR-E no se encuentra en ninguna área de distribución ADD. Este mercado Caribesol comprende los municipios de Atlántico, Magdalena y La Guajira, en los cuales AIR-E es el comercializador integrado al operador de red. Por todo lo anterior, el cargo de distribución calculado para este mercado es trasladado directamente al usuario final.

**Figura 33. Comportamiento componente de Distribución - 2023 – AIR-E.**

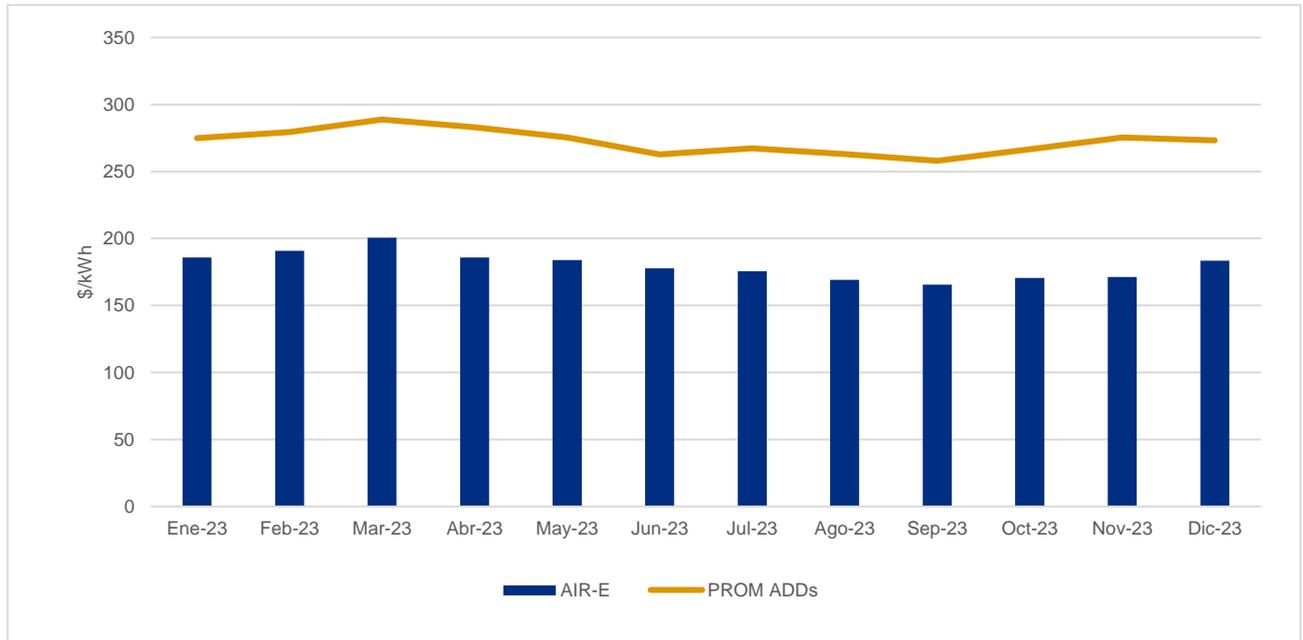


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 33, se muestra la evolución del cargo de Distribución calculado para la empresa AIR-E en el mercado CARIBESOL a largo de 2023. Durante este periodo, se observa que el valor promedio del componente fue de 179,99 \$/kWh. El valor más alto registrado fue de 200,51 \$/kWh en el mes de marzo, mientras que el valor más bajo fue de 165,59 \$/kWh en el mes de septiembre. El valor de la variable Dtc corresponde al incentivo por calidad media y que ya viene inmerso en el cálculo del componente.

En la siguiente figura se puede observar el comportamiento en el componente distribución aplicado por la empresa AIR-E mes a mes comparado en el valor promedio de las ADD.

**Figura 34.** Comparación valor promedio ADD y cargo distribución de AIR-E 2023.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

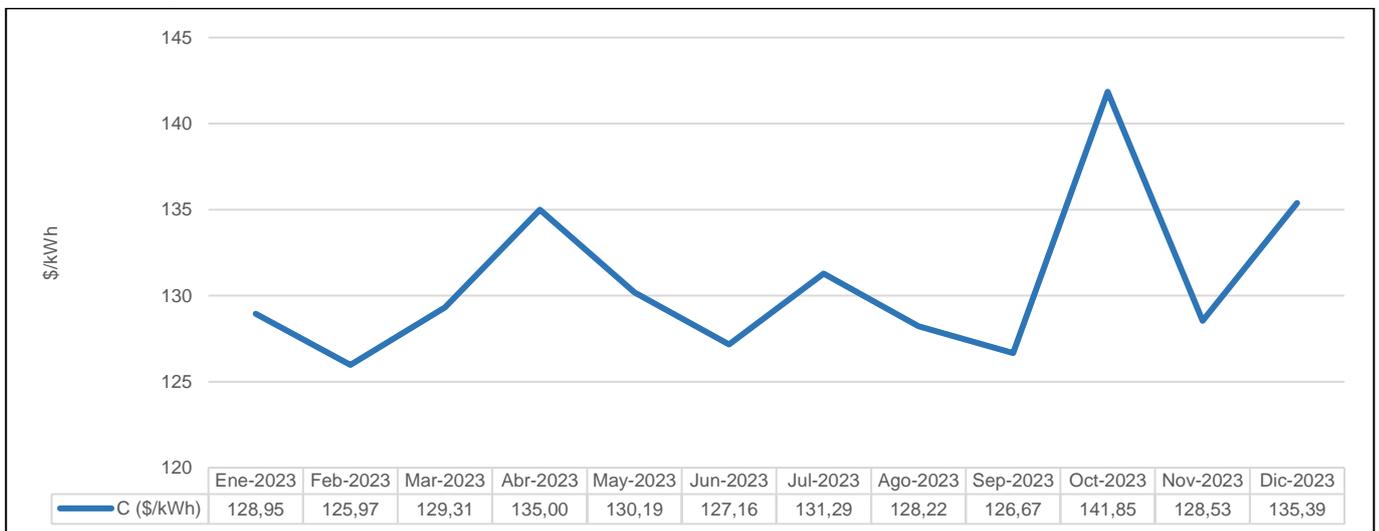
En la Figura 34 se puede observar que el valor transferido por la empresa AIR-E a los usuarios finales mediante el componente de comercialización es inferior al valor que es transferido por las distintas Áreas de distribución en el 2023. El promedio de las distintas ADD para el año 2023 fue de 272,29 \$/kWh mientras que el valor promedio de este componente trasladado por la empresa AIR-E fue de 179,99 \$/kWh para el mismo año, representando así en promedio 92,30 \$/kWh menos que las ADD.

### Componente de Comercialización

Este componente remunera los costos asociados a la actividad de comercialización, que incluyen el margen de la actividad, el riesgo de cartera, las contribuciones y los pagos al administrador del mercado. El cálculo de la comercialización se realiza según las metodologías establecidas en las Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014. En estas resoluciones se define que la comercialización se compone de tres subcomponentes: el costo variable de comercialización (C\*), el costo variable para atender a los usuarios regulados (CvR) y el reconocimiento de garantías y contribuciones.

Es importante destacar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones específicas que aprueban el costo base de comercialización y los riesgos de cartera para cada uno de los comercializadores integrados al operador de red. Esta es una de las principales razones por las cuales se presentan diferencias en este componente entre las distintas empresas. En el caso de AIR-E, las resoluciones de aprobación del cargo base de comercialización y el riesgo de cartera corresponden a la Resolución CREG 036 de 2015, modificada por la Resolución CREG 188 de 2020.

**Figura 35. Comportamiento componente de Comercialización - 2023 – AIR-E.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

Según se muestra en la Figura 35, a lo largo del año 2023, el componente experimentó distintas variaciones en su valor. En el mes de febrero se registró el valor mínimo el cual fue de 125,97 \$/kWh, mientras que, en los meses de abril, julio, octubre y diciembre el componente tuvo aumentos significativos con relación al mes inmediatamente anterior alcanzando así en octubre el valor más alto equivalente a 141,85 \$/kWh. Los incrementos presentados obedecen principalmente a un incremento asociado en el costo variable de comercialización (C\*) debido a los aumentos del CUM-1 y a un incremento en costo variable de comercialización de atender usuarios regulados (CvR) debido principalmente a variaciones en las ventas a usuarios regulados en el 2023.

### Componente de Pérdidas

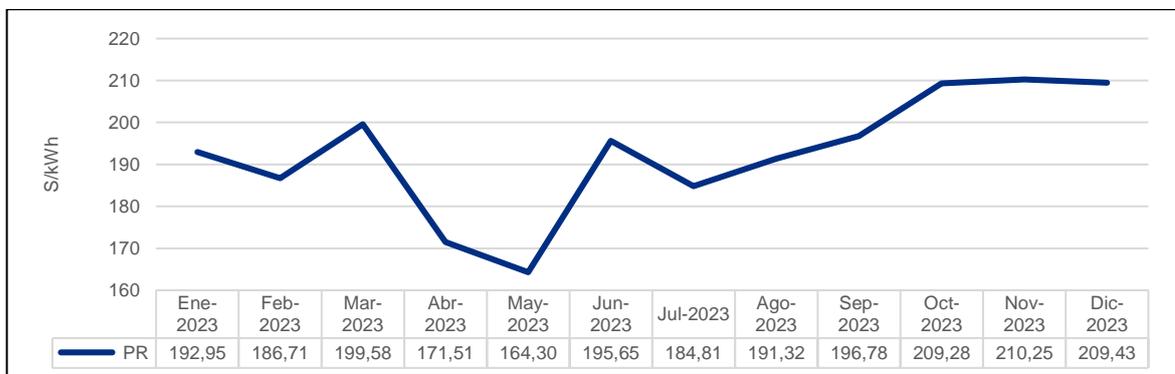
El componente de pérdidas corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas y no técnicas se pierden a lo largo de la cadena de prestación del servicio de energía. De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 173 de 2011, este componente se calcula como la suma de tres componentes asociadas a los principales eslabones de la cadena: generación, transmisión y distribución.

Para estos dos primeros, las pérdidas se calculan como una fracción de los componentes tarifarios de Generación y Transmisión; esta fracción correspondiendo a un factor de escala exponencial en función del factor para referir las pérdidas al STN del Operador de Red (IPRn) propietario de las redes donde se preste el servicio y que depende a su vez índice de pérdidas reconocidas. Esta fracción pretende cuantificar en qué porcentaje se requirió generar energía adicional para proveer al usuario final, así como la energía que se pierde en el transporte a través de redes de alta tensión.

Por otro lado, en lo que respecta a distribución se remunera a los operadores de red el mantenimiento, y en algunos casos la reducción, de las pérdidas en el STR y SDL que operan a través de la componente CPROG.

Figura 36 se presenta el comportamiento de la componente de pérdidas a lo largo de 2023.

**Figura 36.** Comportamiento del componente de Pérdidas 2023 – AIR-E.

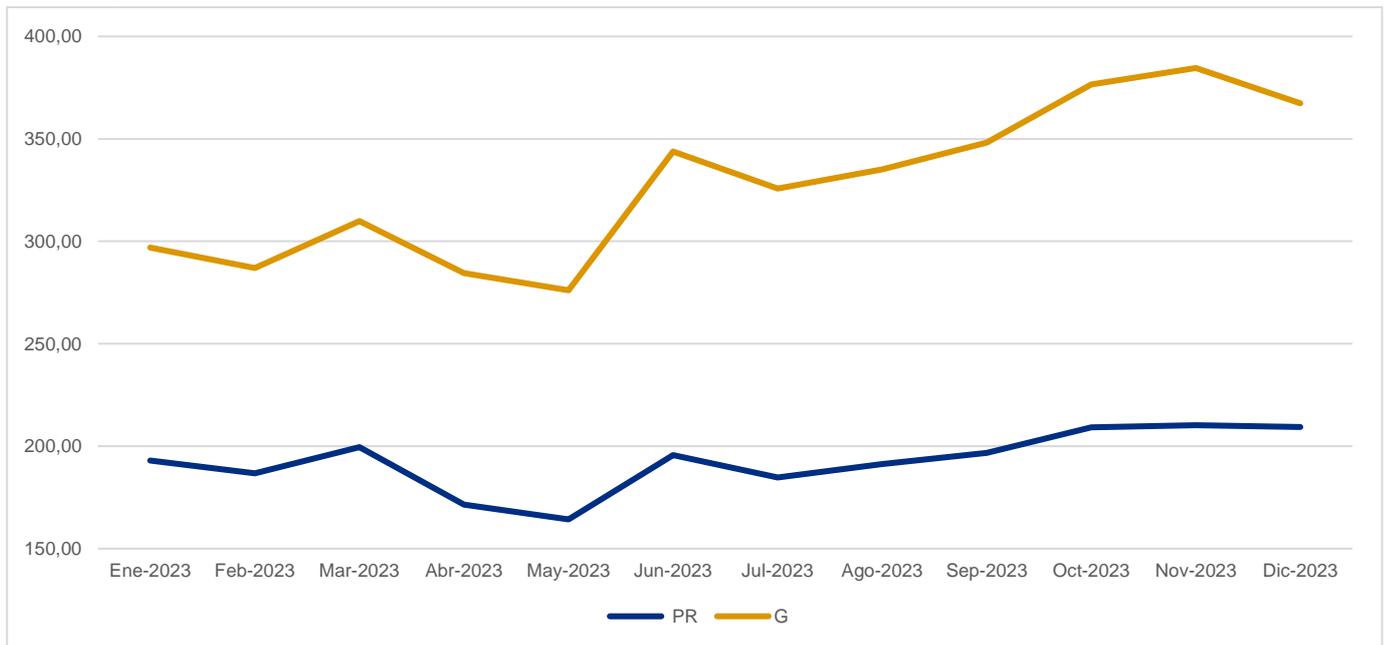


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

En promedio, el componente de Pérdidas se compone de un 85% proveniente del componente de Generación y un 15% por el componente de Transmisión; razón por la cual la curva

mostrada en la **Figura 36** tiene un comportamiento que sigue la tendencia del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación influye ampliamente este componente provocando el mismo comportamiento como se puede observar en la Figura 37.

**Figura 37.** Comportamiento del componente de Generación y Pérdidas 2023 – AIR-E.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

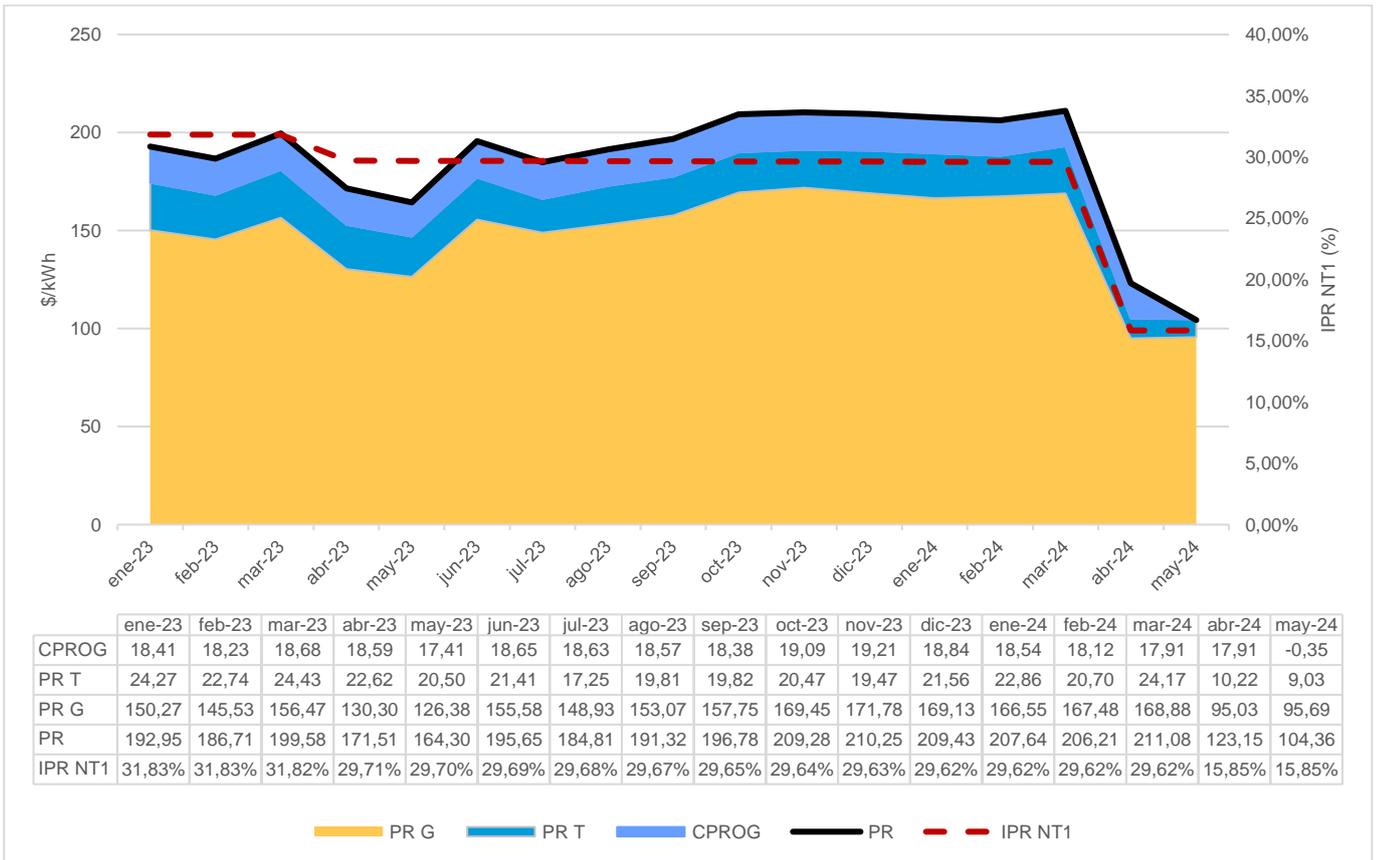
Así mismo, es de agregar que la remuneración por concepto de gestión de pérdidas en distribución a través de la variable CPROG implicó un aumento adicional en la componente de pérdidas para todos mercados a nivel país una vez inició la aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. El CPROG corresponde al cargo por concepto de remuneración de la gestión de pérdidas definidos por el OR y aprobados por la CREG y que deben ser aplicados por todos los comercializadores de energía que atiendan usuarios en un mercado donde su Operador de Red ya se encuentre con aprobación de ingresos regulados.

Es necesario destacar que el cálculo del CPROG es realizado por el LAC con base en costos fijos del plan de gestión aprobados por la CREG. Si bien estos costos pueden verse reducidos de acuerdo con la evolución del índice de pérdidas totales para los OR que cuentan con plan de reducción, estos costos, y con ello el CPROG, no están directamente relacionado con el

índice de pérdidas reconocidas. Lo anterior será explorado más adelante en la sección de Gestión de Pérdidas, así como en el Anexo 1.

Es importante mencionar que AIR-E entró al esquema de la Resolución CREG 015 de 2018 en junio de 2021, y sus cargos de distribución, pérdidas reconocidas y CPROG empezaron a liquidarse por parte de XM en el marco de esta metodología a partir de julio de 2023. Por lo tanto, para el año 2023 ya contaba con ingresos aprobados. Con base en esto, en la Figura 38 puede observarse el comportamiento del componente de pérdidas desagregada por sus tres contribuciones principales: generación, transmisión y distribución (CPROG).

**Figura 38. Componente de Pérdidas y sus diferentes elementos 2023 – AIR-E.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De esta figura pueden señalarse las siguientes observaciones

- En abril de cada año, el LAC actualiza el índice de pérdidas reconocidos para AIR-E acorde con el reporte de información de variables tales como la ejecución del plan de

inversión al actualizar el cálculo de las pérdidas adicionales. En la anterior figura se observan dos instancias de reducción prominente del factor para referir medidas al STN (IPR NT1) que coinciden con esta actualización. Esta reducción se debe principalmente a la actualización hecha por el LAC con base en la metodología de cálculo del índice de pérdidas adicionales la cual determina que el máximo de este índice debe decrecer anualmente.

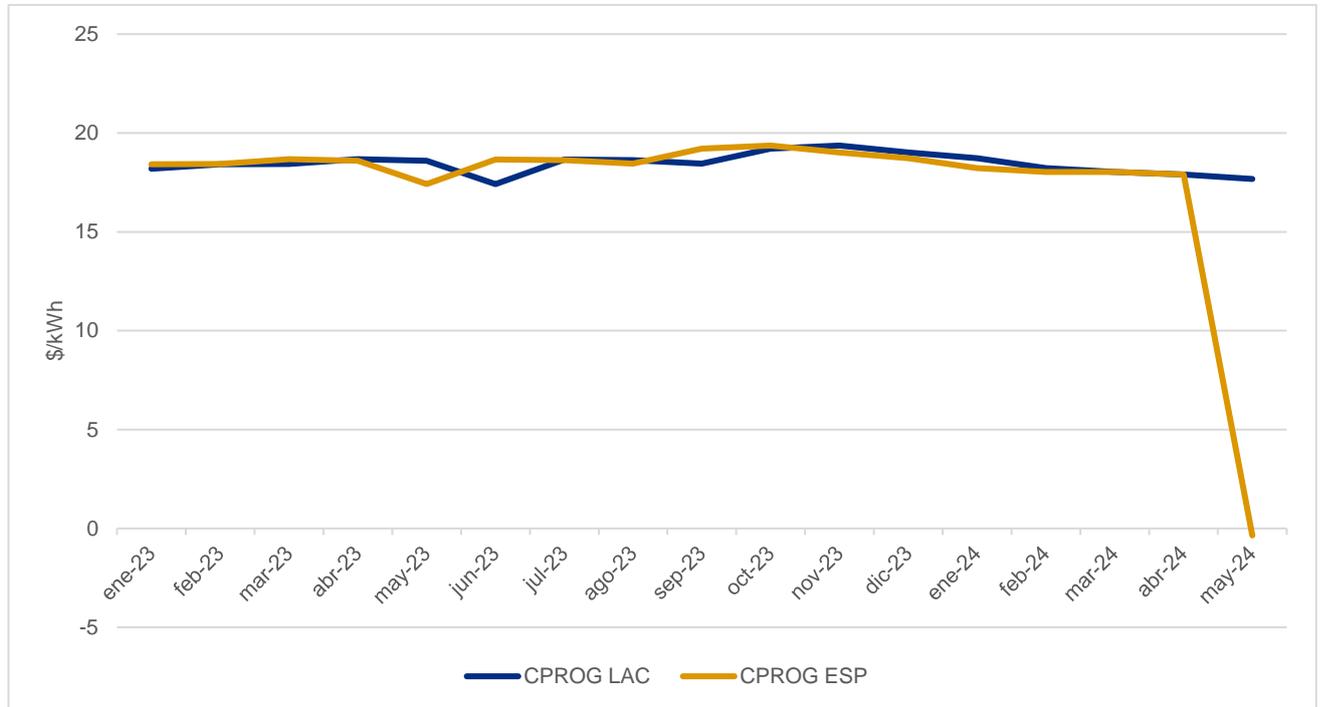
- El valor de las pérdidas fluctuó durante el año 2023 y tuvo una reducción importante en el año 2024. Para el mes de febrero y abril de 2023, el componente experimentó reducciones relevantes disminuyendo de 24,65 \$/kWh y 28,31 \$/kWh respectivamente. Dicho cambio coincide con la tendencia presentada en el valor del componente G para el mismo periodo.
- En contraste, en el periodo de mayo de 2023 a marzo de 2024 se observa un crecimiento del componente a pesar de que el IPR NT1 no presentó ajustes significativos. Ello se debió a la tendencia al crecimiento de la componente de generación explorada previamente.
- En abril de 2024 se nota un decrecimiento pronunciado del IPR NT1 de 29,62% a 15,85%. Esto debido a que la relación entre la ejecución del plan de inversión de la empresa para el 2023 con respecto a su costo de reposición de referencia estuvo por debajo del mínimo necesario para que el índice de pérdidas adicionales fuera diferente de cero. De esta manera, el índice de pérdidas adicionales pasó, para el nivel de tensión 1, de 11,08% a 0%; esto implicando que las pérdidas reconocidas se redujeran a su índice eficiente de 20,27% a 11,67%. Este decrecimiento derivándose en una reducción de las contribuciones de la componente de generación y transmisión.
- La variable CPROG tuvo un valor promedio de 18,56 \$/kWh en el año 2023. Si bien la introducción del CPROG indujo un aumento en la componente de pérdidas de todos los OR, para los OR del Caribe su contribución no fue tan significativa como las pérdidas adicionales y el aumento que implicaron en las pérdidas reconocidas y con ello los factores para referir medidas al STN. Para ilustrar mejor la incidencia del factor para

referir al STN (IPR) en el cálculo del componente, se extiende la curva hasta el mes de mayo de 2024 donde, se evidencia que en abril de 2024 el valor del IPR pasó de 29,62% a 15,85% reduciendo significativamente el valor del componente de pérdidas, esto debido a la pérdida del incentivo de pérdidas adicionales a partir de abril de 2024. Este impacto será abordado en la sección del Costo Unitario de Prestación del Servicio y en el Anexo 1.

Ahora bien, en el análisis realizado a este componente es preciso mencionar que esta Dirección Técnica de Gestión de Energía de acuerdo a sus funciones de vigilancia, inspección y control logró identificar que la empresa AIR-E estaba aplicando la variable CPROG de forma anticipada ya que había estado aplicando el valor publicado para el mes m+1 en el mes m. Así las cosas, se pudo establecer que para los meses de noviembre y diciembre de 2023 la empresa aplicó los valores de CPROG publicados para los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024 respectivamente y así para los distintos meses. Luego de una serie de comunicaciones la empresa confirma lo mencionado por esta Dirección y manifestó su interés de empalmar la aplicación de esta variable.

Esto se realizó aplicando el mismo valor de la variable CPROG para los meses de febrero y marzo del 2024, y realizando la compensación en el mes de mayo de 2024 restando el valor cobrado de más, llegando a aplicar un valor de la variable CPROG igual a -0.35 \$/kWh. Lo mencionado se puede observar en la siguiente gráfica.

**Figura 39. Diferencias en la variable CPROG - AIR-E.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Las diferencias por mes se reportan en la Tabla 28.

**Tabla 28. Diferencias en la variable CPROG – AIR-E.**

Periodo	CPROG LAC	CPROG ESP
ene-23	18,19	18,41
feb-23	18,41	18,43
mar-23	18,43	18,68
abr-23	18,68	18,59
may-23	18,59	17,41
jun-23	17,41	18,65
jul-23	18,65	18,63
ago-23	18,63	18,44
sep-23	18,44	19,21
oct-23	19,21	19,36
nov-23	19,36	19,01
dic-23	19,01	18,73
ene-24	18,73	18,23
feb-24	18,23	18,02
mar-24	18,02	18,02
abr-24	17,91	17,91

Periodo	CPROG LAC	CPROG ESP
may-24	17,67	-0,35

**Fuente:** Elaboración DTGE

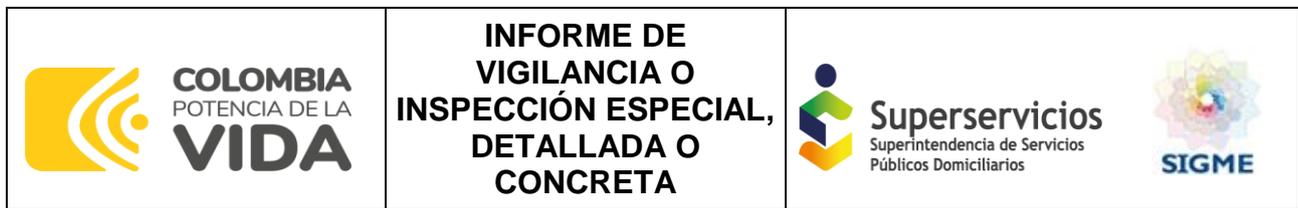
- En abril de cada año, el LAC actualiza el índice de pérdidas reconocidos para AIR-E acorde con el reporte de información de variables tales como la ejecución del plan de inversión al actualizar el cálculo de las pérdidas adicionales. En la anterior figura se observan dos instancias de reducción prominente del factor para referir medidas al STN (IPR NT1) que coinciden con esta actualización. Esta reducción se debe principalmente a la actualización hecha por el LAC con base en la metodología de cálculo del índice de pérdidas adicionales la cual determina que el máximo de este índice debe decrecer anualmente.
- El valor de las pérdidas fluctuó durante el año 2023 y tuvo una reducción importante en el año 2024. Para el mes de febrero y abril de 2023, el componente experimentó reducciones relevantes disminuyendo de 24,65 \$/kWh y 28,31 \$/kWh respectivamente. Dicho cambio coincide con la tendencia presentada en el valor del componente G para el mismo periodo.
- En contraste, en el periodo de mayo de 2023 a marzo de 2024 se observa un crecimiento del componente a pesar de que el IPR NT1 no presentó ajustes significativos. Ello se debió a la tendencia al crecimiento de la componente de generación explorada previamente.
- En abril de 2024 se nota un decrecimiento pronunciado del IPR NT1 de 29,62% a 15,85%. Esto debido a que la relación entre la ejecución del plan de inversión de la empresa para el 2023 con respecto a su costo de reposición de referencia estuvo por debajo del mínimo necesario para que el índice de pérdidas adicionales fuera diferente de cero. De esta manera, el índice de pérdidas adicionales pasó, para el nivel de tensión 1, de 11,08% a 0%; esto implicando que las pérdidas reconocidas se redujeran a su índice eficiente de 20,27% a 11,67%. Este decrecimiento derivándose en una reducción de las contribuciones de la componente de generación y transmisión.

- La variable CPROG tuvo un valor promedio de 18,56 \$/kWh en el año 2023. Si bien la introducción del CPROG indujo un aumento en la componente de pérdidas de todos los OR, para los OR del Caribe su contribución no fue tan significativa como las pérdidas adicionales y el aumento que implicaron en las pérdidas reconocidas y con ello los factores para referir medidas al STN. Para ilustrar mejor la incidencia del factor para referir al STN (IPR) en el cálculo del componente, se extiende la curva hasta el mes de mayo de 2024 donde, se evidencia que en abril de 2024 el valor del IPR pasó de 29,62% a 15,85% reduciendo significativamente el valor del componente de pérdidas, esto debido a la pérdida del incentivo de pérdidas adicionales a partir de abril de 2024. Este impacto será abordado en la sección del Costo Unitario de Prestación del Servicio y en el Anexo 1.

Ahora bien, en el análisis realizado a este componente es preciso mencionar que esta Dirección Técnica de Gestión de Energía de acuerdo a sus funciones de vigilancia, inspección y control logró identificar que la empresa AIR-E estaba aplicando la variable CPROG de forma anticipada ya que había estado aplicando el valor publicado para el mes m+1 en el mes m. Así las cosas, se pudo establecer que para los meses de noviembre y diciembre de 2023 la empresa aplicó los valores de CPROG publicados para los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024 respectivamente y así para los distintos meses. Luego de una serie de comunicaciones la empresa confirma lo mencionado por esta Dirección y manifestó su interés de empalmar la aplicación de esta variable.

Esto se realizó aplicando el mismo valor de la variable CPROG para los meses de febrero y marzo del 2024, y realizando la compensación en el mes de mayo de 2024 restando el valor cobrado de más, llegando a aplicar un valor de la variable CPROG igual a -0.35 \$/kWh. Lo mencionado se puede observar en la siguiente gráfica.

Figura 39 se puede observar la línea de color azul el valor de la componente CPROG publicado por el LAC, el cual debía ser el aplicado por la empresa; mientras que en color naranja se puede observar el valor de la variable CPROG aplicado por la empresa, algunos meses es más notable la diferencia entre las dos variables que aun así eran similares, solo hasta el mes de



mayo se logra observar el impacto debido a que en este mes la empresa compensó al mercado restando el valor que había cobrado de forma anticipada.

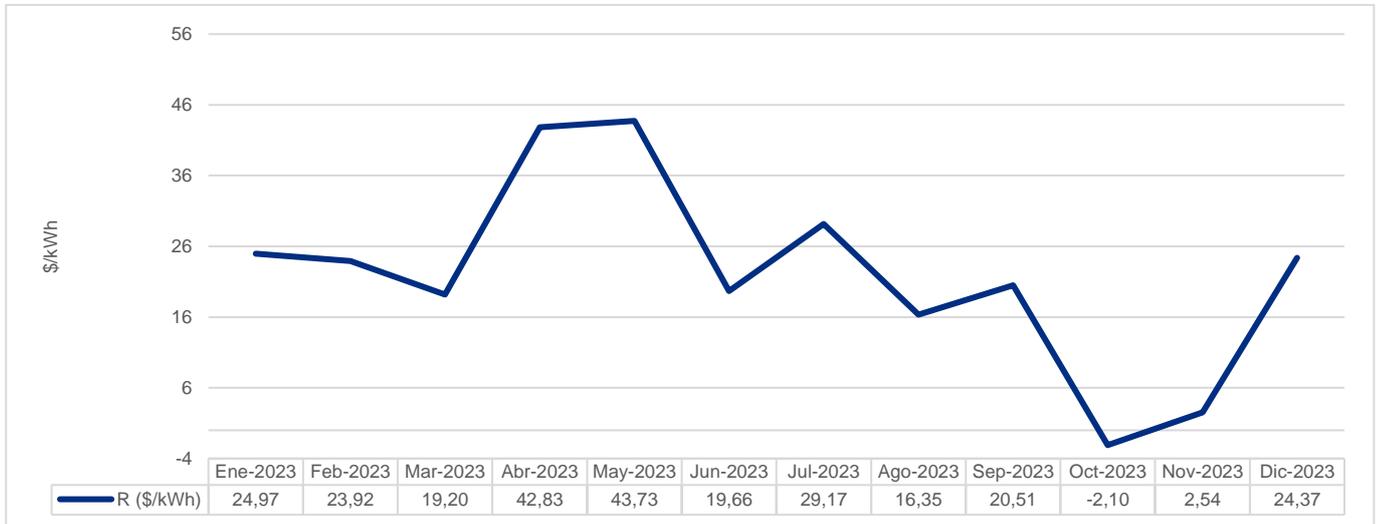
La Superintendencia no desconoce el gran impacto generado por el alto valor del componente de pérdidas en los mercados de la Costa Caribe, por lo que en el Anexo 1 se provee un contexto regulatorio que permita dar claridad respecto al marco regulatorio en torno al reconocimiento de pérdidas, su cálculo a la luz de la metodología de remuneración de distribución vigente, y como esto se reflejó en un incremento de la componente de pérdidas para la Costa Caribe a partir de julio del año 2021, y en particular para AIR-E.

### **Componente de Restricciones**

En el componente de Restricciones, se ve reflejada la compensación de los sobrecostos en el sistema generados en los despachos de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o por la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

El ASIC asigna mensualmente a cada comercializador un valor en pesos por concepto de restricciones por lo que las empresas no tienen control sobre dicho componente; simplemente transfiere a sus usuarios vía tarifa estos valores. Las variaciones en el componente dependen principalmente del estado de las plantas de generación y las condiciones del STN y el STR, por lo que la configuración del despacho de energía cambia regularmente.

**Figura 40.** Comportamiento del componente de Restricciones 2023 – AIR-E.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

En la Figura 40, se muestra el comportamiento del componente de Restricciones, en la cual se puede observar cómo para el mes de mayo y abril del 2023 se presentaron los valores más altos de esta variable, 42,83 \$/kWh y 43,73 \$/kWh respectivamente, mientras que para el mes de octubre se presentó el valor más bajo, llegando a aplicar un valor negativo el cual fue equivalente a -2,10 \$/kWh. Esto implica una variación total de 45,84 \$/kWh entre los dos valores extremos.

Por regla general, el componente de Restricciones está directamente relacionado con el comportamiento de los precios en bolsa, cuando los precios disminuyen, las plantas térmicas que generaban en mérito inician a generar por seguridad. Esto resulta en un mayor valor de las reconciliaciones positivas, que se transfieren a la demanda a través del componente de Restricciones. En caso contrario, cuando el precio de bolsa aumenta, las plantas térmicas generan por mérito ocasionando un menor valor de reconciliaciones positivas beneficiando a la demanda a través del componente de Restricciones.

### **Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)**

El porcentaje de participación observado en el año 2023 de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio de AIR-E, fue en promedio el siguiente conforme a la Tabla 29:

**Tabla 29.** *Peso porcentual de los componentes del CU 2023 – AIR-E.*

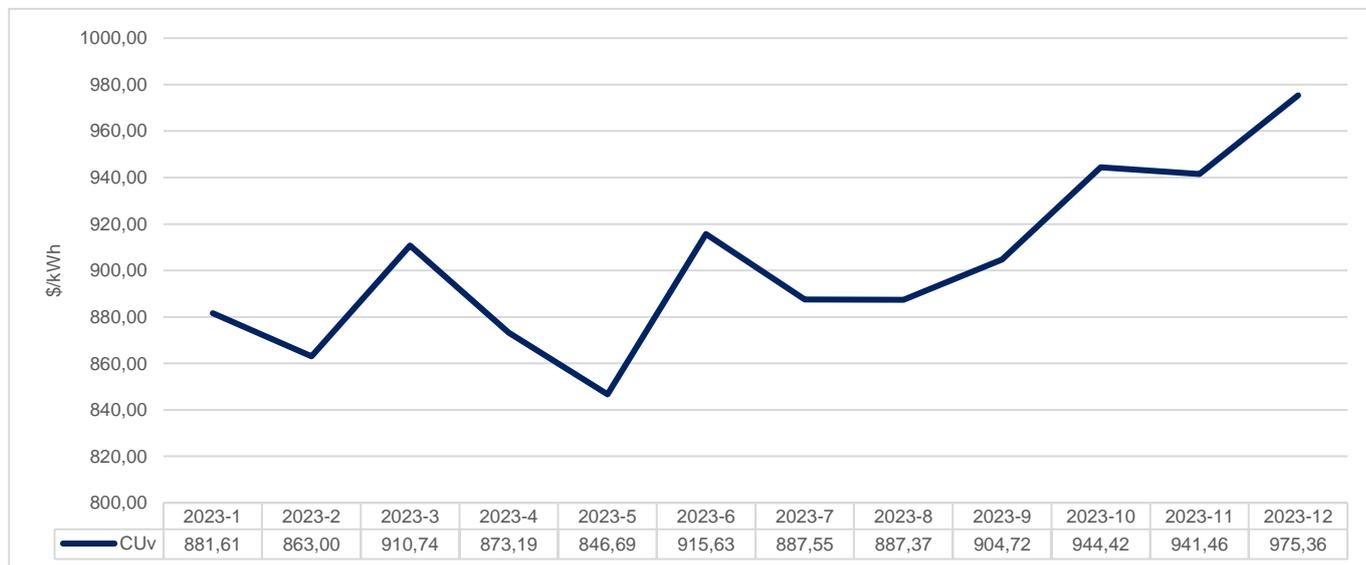
Cu v n,m	Gm	Tm	D n,m	C Vm	PR n,m	Rm
2023	36,4%	5,4%	19,9%	14,5%	21,3%	2,4%

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

De acuerdo con la discriminación por componentes, la Generación y la Pérdidas representaron en promedio el 57,7% del Costo Unitario de Prestación del Servicio y como se mostró anteriormente, la participación del componente G estuvo determinado principalmente por un incremento en los precios de los contratos y de la afectación de la exposición a bolsa para algunos meses, lo cual afectó de forma directa el componente de Pérdidas, siendo así estos dos los que más peso porcentual tienen en el CU. A diferencia de otras empresas el componente de distribución no es de los que más peso porcentual tienen en la determinación del CU, lo anterior justificado en lo evidenciado en la Figura 34 y lo ya mencionado, que a la empresa AIR-E le benefició no estar dentro de un ADD trasladando a los usuarios finales un valor menor al promedio de las ADD en este componente de Distribución.

En la Figura 41 se puede observar el comportamiento que tuvo el CU determinado por la empresa AIR-E, en esta figura se logra ver como para los meses de febrero, mayo, julio y noviembre del 2023 el CU tuvo reducciones, pero así mismo se logra observar como el comportamiento generalizado fue al alza pasando de 846,69 \$/kWh en el mes de mayo a 975,36 \$/kWh en el mes de diciembre, siendo estos los dos valores extremos, y denotando una diferencia de 128,67 \$/kWh. Esta variación se vio afectada principalmente por las variaciones en las compras de energía a través de la bolsa en el mercado de energía mayorista y los precios de los contratos a largo plazo, afectando así no solo el valor del componente de Generación, sino que también el componente de Pérdidas.

**Figura 41. Comportamiento del valor de CU 2023 – AIR-E.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

Es importante destacar que en las Resoluciones CREG 012 de 2020<sup>3132</sup>, CREG 058 de 2020, CREG 064 de 2020 y CREG 152 de 2020 se estableció la aplicación de la opción tarifaria como respuesta a la emergencia sanitaria generada por el COVID-19 en 2020. Esta opción tarifaria se mantuvo vigente durante el año 2022 y 2023, aunado a lo impuesto por la Resolución CREG 101 031 de 2022 en el marco del «Pacto por la Justicia Tarifaria». La opción tarifaria brinda al comercializador la posibilidad de modificar el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) cuando las condiciones del mercado tienen un impacto significativo en el usuario. Sin embargo, al optar por esta opción, los ingresos de la empresa pueden verse afectados. Por lo tanto, la opción tarifaria debe aplicarse hasta que se recupere el valor financiado que dejó de percibir, lo que implica un incremento progresivo en los cobros realizados al usuario.

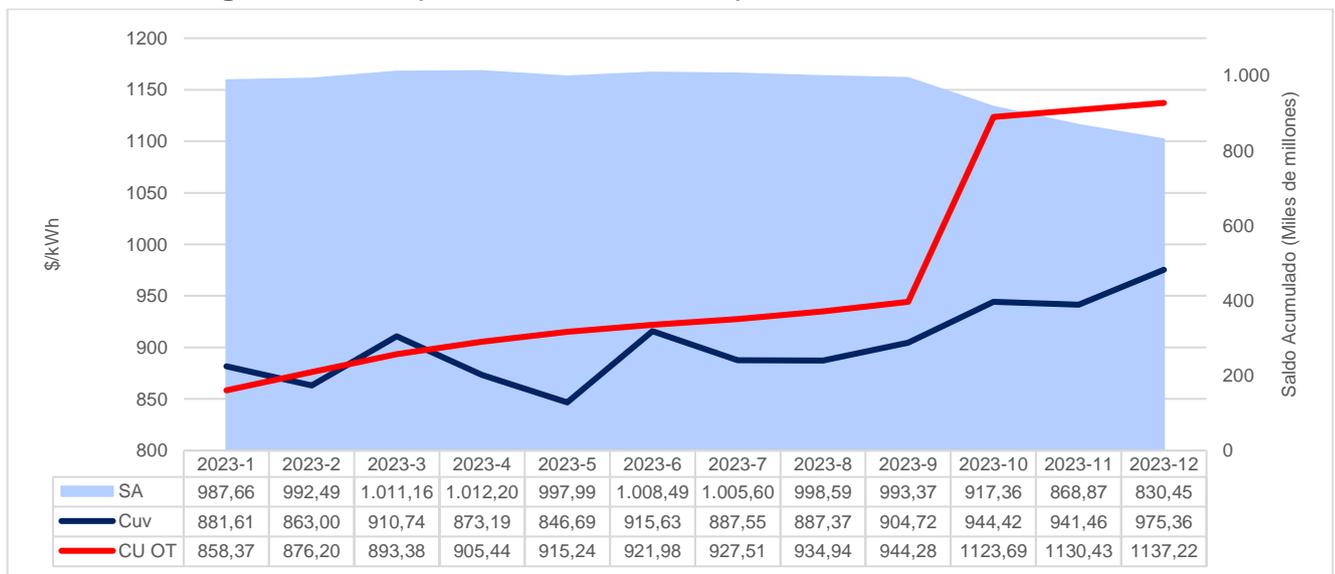
Desde el mes de julio del 2021, AIR-E entró en opción tarifaria debido a los incrementos en el componente de pérdidas a raíz de la aprobación de ingresos de distribución en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018. En la Figura 42 se puede observar el CU determinado por medio de la Opción Tarifaria (CU OT) en color rojo y el CU calculado mediante la metodología

<sup>31</sup> La metodología de la opción tarifaria no es nueva. Esto ya había sido regulado por la CREG a través de la Resolución CREG 168 de 2008 y modificada por la Resolución CREG 003 de 2009.

<sup>32</sup> La intención principal de esta resolución era actualizar la metodología de la opción tarifaria y anticiparse a los incrementos que se esperaban por la entrada en vigor de la Resolución CREG 015 de 2018 para que las empresas tuvieran una herramienta para mitigar los incrementos.

tarifaria general (CUv) en color azul; mientras que en el sombreado azul se puede observar el comportamiento de los saldos acumulados resultado de la aplicación de la Opción Tarifaria.

**Figura 42. Comportamiento CUv vs Opción Tarifaria 2023 – AIR-E.**



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 42 se puede apreciar cómo el CU calculado utilizando la metodología de opción tarifaria experimentó aumentos graduales y a partir del mes de abril se ubicó por encima del CUv, lo que permitió a la empresa recuperar significativamente un porcentaje de sus saldos acumulados. Adicionalmente en el mes de septiembre de 2023 finalizó la aplicación de la Resolución CREG 101 031 de 2022, por lo que finalizó la restricción al incremento del Porcentaje de Variación (PV) permitiendo que el prestador aumentará en octubre de 2023 el CU de Opción Tarifaria en un 19%, por lo cual se puede observar en esta misma figura como a partir de este mes la brecha se amplió y el nivel de saldos acumulados se redujo significativamente.

Según la información reportada en el Sistema Único de Información (SUI), AIR-E cerró el año con saldos acumulados superiores a los \$830.000 millones; sin embargo, se observa que la empresa logró recuperar un porcentaje significativo de dichos saldos, que alcanzaron a estar por encima de \$1.012.000 millones en el mes de abril del 2023.

Es importante destacar que los datos presentados en este ítem se refieren específicamente al Nivel de Tensión 1, donde los activos son propiedad del Operador de Red (OR). Estos datos fueron calculados por la Dirección Técnica de Gestión de la Energía (DTGE) como parte de las actividades de vigilancia y seguimiento.

Para finalizar esta sección es preciso mencionar que la empresa se acogió a la modificación tarifaria de la que trata la Resolución CREG 101 028 de 2023, la cual incorpora la variable del Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria expresado en \$/kWh (COT). Esta variable permite a las empresas dejar de aplicar lo concerniente a la Opción Tarifaria y empezar a recuperar los Saldos Acumulados por medio de la variable COT que es sumada al componente de Comercialización; si bien la empresa publicó valor para esta variable en el mes de diciembre, no empezó a aplicarla sino hasta el mes de enero del 2024. Por otro lado, es preciso mencionar que, si bien el COT del mercado CARIBESOL es de los más altos a nivel país, el publicado por la empresa AIR-E es el más bajo del mercado CARIBESOL hasta abril de 2024, tal cual se muestra en la Tabla 30:

**Tabla 30.** Comportamiento del COT mercado Costa Caribe (\$/kWh).

AÑO	MES	MERCADO	NT	COT MERCADO	COT AIR-E	COT VATIA	COT QI ENERGY
2023	12	CARIBE SOL	1	196,80	0	0	406,54
2024	1	CARIBE SOL	1	193,08	192,66	201,88	240,60
2024	2	CARIBE SOL	1	189,07	188,48	201,78	245,78
2024	3	CARIBE SOL	1	208,27	207,91	211,08	300,65
2024	4	CARIBE SOL	1	226,11	225,42	231,97	396,49
2024	5	CARIBE SOL	1	235,76	235,81	213,37	490,88

**Fuente:** Publicaciones de la empresa – elaboración DTGE.

Lo anterior si bien implica que el componente de Comercialización tome valores más altos y por consiguiente el CU a partir de la aplicación de este, permite también que las variaciones (tanto positivas como negativas) sean reflejadas directamente en el CU y por consiguiente en la tarifa, así mismo las empresas recuperarán de forma más efectiva los saldos acumulados originados por la Opción Tarifaria.

Como se mencionó en el análisis del componente de pérdidas, debido al no reconocimiento del incentivo de las pérdidas adicionales a partir de abril de 2024, se esperaba que para este mes los componentes de distribución y pérdidas de la empresa disminuyeran significativamente, lo

cual sucedió, pero se vio opacada por un aumento en el componente de Generación tal como se muestra a continuación en la Tabla 31:

**Tabla 31. Detalle del Costo Unitario de Prestación del Servicio de AIR-E 2024**

Periodo	Gm	Tm	PR	Dt	Cv	Rm	CUv_119
ene-24	370,84	54,32	207,64	189,86	330,47	12,44	1165,56
feb-24	373,83	49,20	206,21	196,69	325,79	13,21	1164,92
mar-24	377,18	57,43	211,08	202,47	354,03	9,10	1211,29
abr-24	451,51	54,27	123,15	160,93	373,15	9,07	1172,07
may-24	459,64	47,96	104,36	148,47	374,94	50,23	1185,60

Fuente: Publicaciones de la empresa – elaboración DTGE.

Con base en la tabla anterior, se evidencia que, para el mes de abril de 2024 respecto del mes de marzo de 2024, el componente de pérdidas presentó una disminución de 87,93 \$/kWh y el componente de distribución una disminución de 41,54 \$/kWh, pero el componente de generación presentó un aumento de 74,33 \$/kWh.

Analizando en detalle, se encuentra que el aumento del componente de generación obedece a la entrada de un contrato como resultado del proceso de convocatoria SICEP CP-CSSC2023-004 realizado por AIR-E, que logró disminuir la exposición en bolsa de la empresa en 14,5% pero incrementó la variable Pc en 92,16 \$/kWh pasando de 292,02 \$/kWh en marzo a 384,18 \$/kWh en abril. A continuación, se muestra el detalle del componente de generación de los meses de marzo y abril de 2024 de la empresa donde se podrán evidenciar los datos aquí presentados en la Tabla 32 y Tabla 33:

**Tabla 32. Detalle componente de Generación AIR-E abril 2024.**

abril-24		Aporte G (\$/kWh)	Precio Promedio Ponderado	Exposiciones
Contratos	SICEP	256,34	384,18	<b>Qc:</b> 79,39%
	Subasta MME	15,41	227,92	
	Compras 036	11,26	453,54	
	Bolsa	130,48	634,86	<b>Qb:</b> 20,61%
	AGPE/GD	0,5902		
	AJ	37,432		
	<b>Componente G</b>	451,51		

Fuente: Elaboración DTGE. SUI.

**Tabla 33.** *Detalle componente de Generación AIR-E marzo 2024.*

marzo-24		Aporte G (\$/kWh)	Precio Promedio Ponderado	Exposiciones
<b>Contratos</b>	<b>SICEP</b>	169,05	292,02	<b>Qc: 64,89%</b>
	<b>Subasta MME</b>	16,74	232,83	
	<b>Compras 036</b>	0	0	
	<b>Bolsa</b>	200,96	573,45	<b>Qb: 35,11%</b>
	<b>AGPE/GD</b>	0,6467		
	<b>AJ</b>	-10,23		
	<b>Componente G</b>	377,18		

**Fuente:** Elaboración DTGE. SUI.

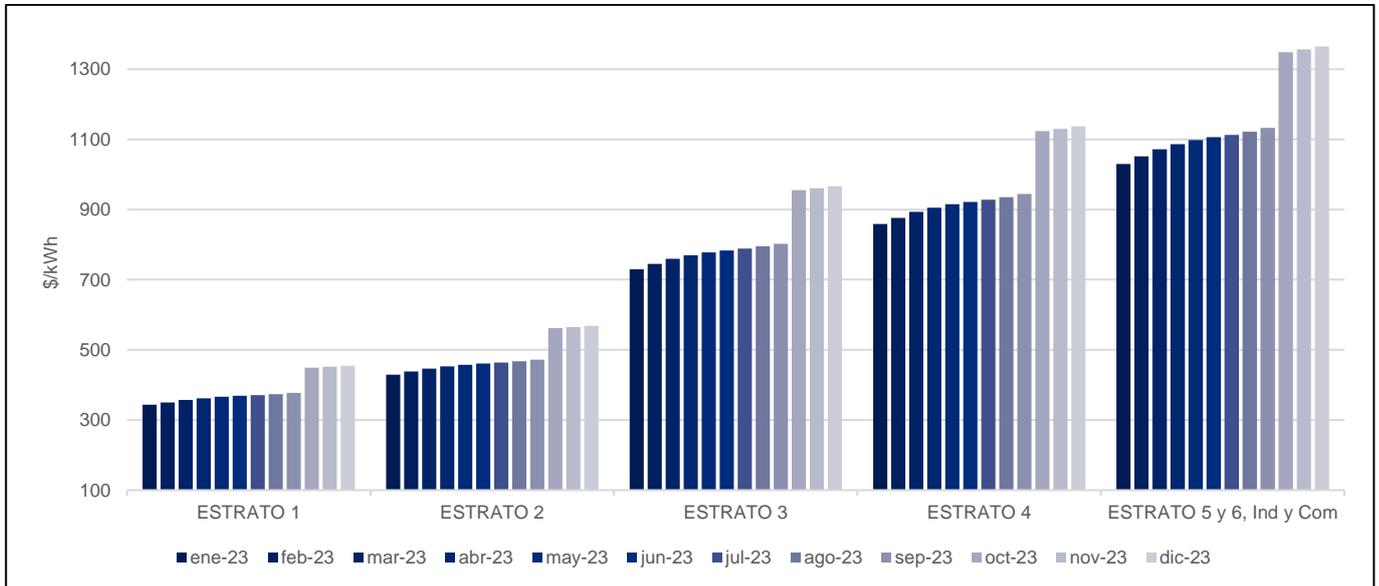
### Tarifas de Energía Eléctrica

En el desarrollo de este tema es importante tener en cuenta que la tarifa se calcula aplicando el factor de subsidio o contribución al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), dependiendo del estrato socioeconómico al que pertenezca el usuario. Para usuarios de estrato 4 y usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa equivale al CU.

En el caso específico de AIR-E, que aplica la opción tarifaria como se mencionó anteriormente, el CU de la metodología general es reemplazado por el CU de la opción tarifaria, el cual se utiliza como tarifa para los usuarios del estrato 4. A partir de esta tarifa, se determinan los porcentajes para los subsidios y contribuciones, lo que resulta en las tarifas aplicables a los estratos 1, 2, 3, 5, 6 y a los sectores comerciales e industriales.

En la Figura 43 se presentan las tarifas por estrato publicadas por la empresa durante el año 2023. Es importante destacar que estas tarifas corresponden al nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, ya que la mayoría de los usuarios se encuentran conectados bajo esta característica.

**Figura 43. Tarifas de Energía Eléctrica 2023 – AIR-E.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

En la misma Figura 43 se puede observar que, la empresa calcula las tarifas a partir del CU, por lo que el comportamiento de las tarifas para estratos 3, 4, 5, 6, industrial y comercial mantienen la tendencia creciente, la cual es más notoria a partir del mes de octubre en relación con lo ya mencionado que se eliminó el límite para incrementar el valor del CU de Opción tarifaria como se evidenció en la Figura 42. Cabe señalar que la aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 mediante la Resolución CREG 003 de 2021, permite mantener un valor creciente uniforme en la tarifa ya que no depende directamente del CU sino del cociente de los IPC, siempre y cuando no se superen los toques máximos de subsidio otorgados por la ley, aclarando que existieron meses que se comportaron con base en las variaciones del CU, IPC y a las reglas de la Resolución CREG 101 031 de 2022. El detalle de los valores de la Figura 43 se muestran en la Tabla 34:

**Tabla 34. Tarifas de energía eléctrica 2023 NT1 Prop. OR - AIR-E.**

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
ene-23	343,35	429,18	729,61	858,37	1030,04
feb-23	350,48	438,10	744,77	876,20	1051,44
mar-23	357,35	446,69	759,37	893,38	1072,05
abr-23	362,18	452,72	769,63	905,44	1086,53

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
may-23	366,09	457,62	777,95	915,24	1098,28
jun-23	368,79	460,99	783,68	921,98	1106,38
jul-23	371,00	463,76	788,38	927,51	1113,01
ago-23	373,98	467,47	794,70	934,94	1121,93
sep-23	377,71	472,14	802,64	944,28	1133,14
oct-23	449,48	561,85	955,14	1123,69	1348,43
nov-23	452,17	565,22	960,87	1130,43	1356,52
dic-23	454,89	568,61	966,63	1137,22	1364,66
ene-24	466,23	582,78	990,73	1165,56	1398,68
feb-24	465,97	582,46	990,18	1164,92	1397,91
mar-24	484,51	605,64	1029,59	1211,29	1453,54
abr-24	487,93	609,91	996,26	1172,07	1406,49
may-24	490,83	613,53	1007,76	1185,60	1422,72

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

### 5.9.2 Usuarios no Regulados

Para el análisis de este aspecto es necesario mencionar que de acuerdo con la información comercial de 2023 reportada por la empresa AIR-E en el Sistema Único de Información (SUI), la empresa prestó el servicio a usuarios No Regulados, los cuales pueden ser una persona natural o jurídica con una demanda superior a 55 MWh por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente.

La SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio con la información reportada por la empresa en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI de la Resolución SSPD 8055 de 2010 y el Formato TC2 de la Resolución SSPD 20155 de 2019 y SSPD 12515 de 2021 para el año 2021, usando los campos y filtros siguientes:

#### Resolución 12515 de 2021

**Campo 1:** NIU

**Campo 5:** Tipo de factura

**Campo 12:** Tipo de Tarifa

**Campo 14:** Consumo Usuario (kWh)

**Campo 17:** Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)

Esta información se complementó con la información por empresa, mercado, sector, usuario y nivel de tensión para el mismo periodo (el nivel de tensión y sector (condición especial)), que se obtiene mediante un cruce del NIU del formato 3 con el formato 1 o del NIU del Formato TC2 con el Formato TC1). Para este análisis se excluyeron los usuarios reportados de estratos residenciales clasificados con tarifas no reguladas debido a que representan una inconsistencia, siendo así presuntamente mala calidad de información, se excluyeron 5 usuarios No regulados catalogados en estrato residencial, uno (1) en estrato 2 y cuatro (4) en estrato 6.

Por simplicidad en las leyendas de las gráficas de esta sección, se utilizarán las siguientes abreviaturas indicadas en la Tabla 35:

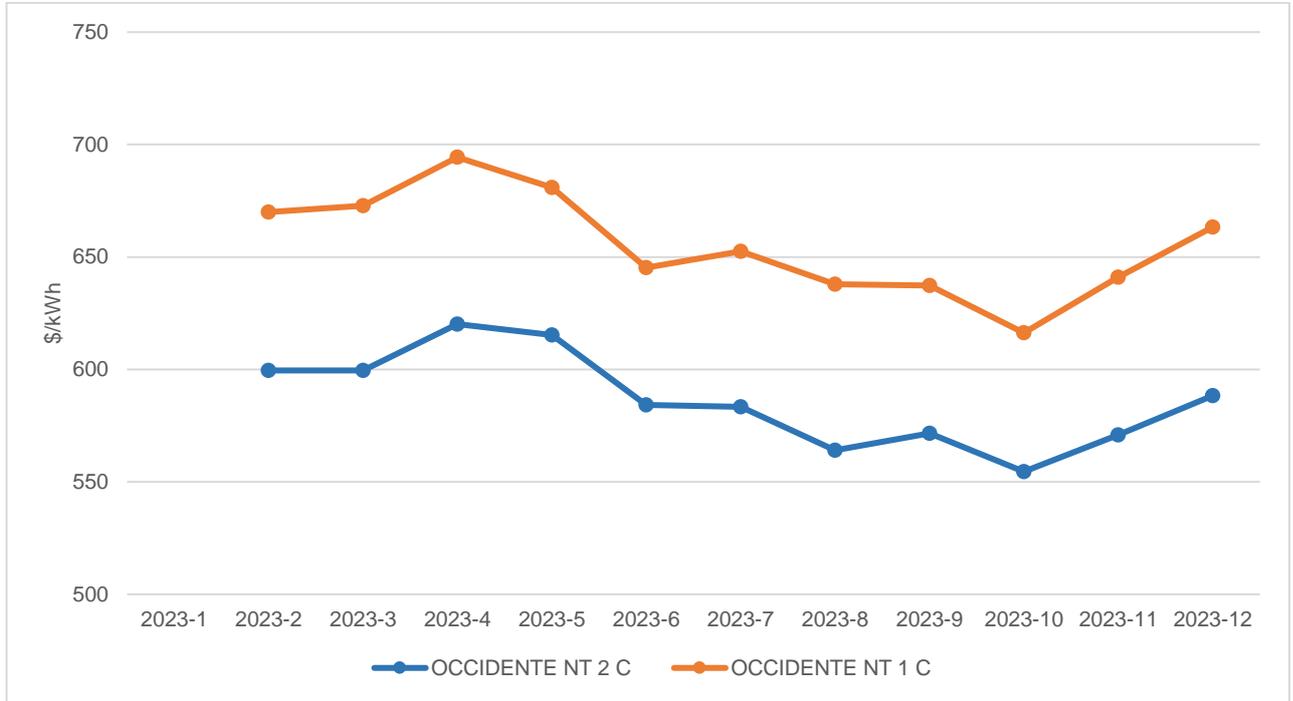
**Tabla 35** *Abreviaturas utilizadas para UNR.*

ABREVIATURA	SIGNIFICADO
UNR	USUARIOS NO REGULADOS
ADD	ÁREA DE DISTRIBUCIÓN
NT	NIVEL DE TENSIÓN
AP	ALUMBRADO PUBLICO
C	COMERCIAL
I	INDUSTRIAL
O	OFICIAL
P	PROVISIONAL

Fuente: Elaboración DTGE.

En las siguientes gráficas se pueden observar los resultados del Costo de Prestación del Servicio promedio al usuario no regulado de acuerdo con el ADD.

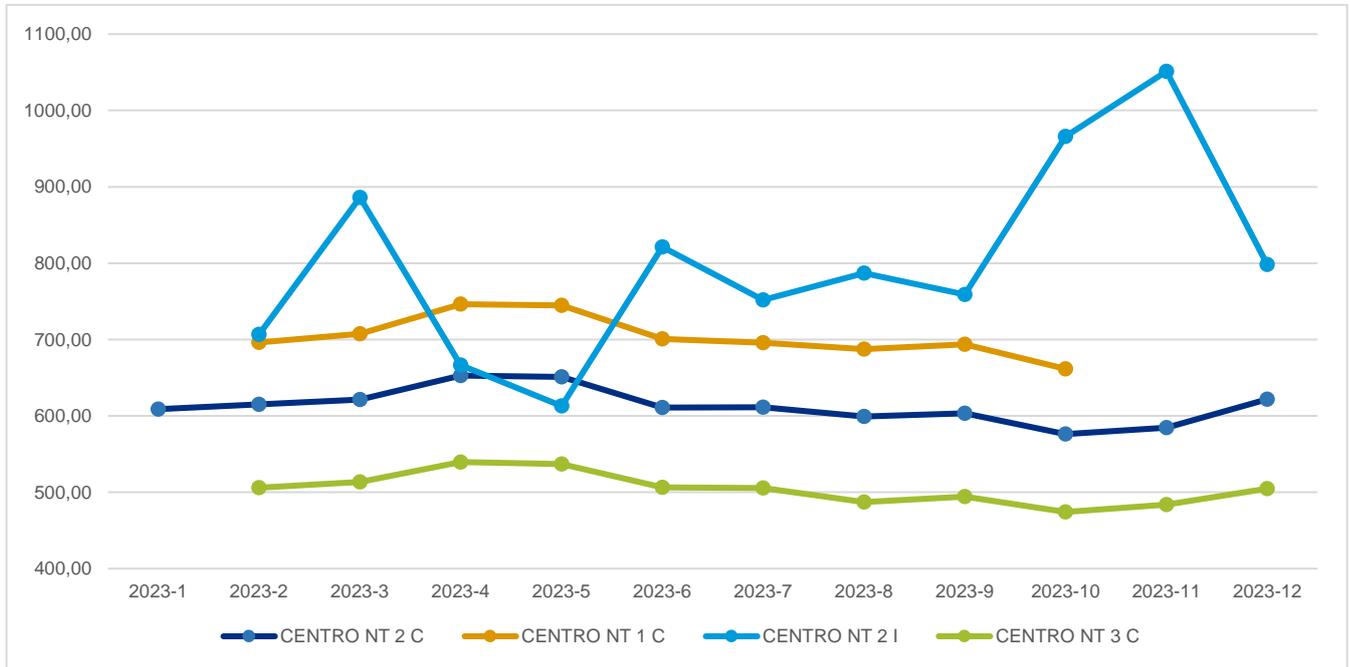
**Figura 44. Tarifa promedio para UNR ADD Occidente 2023 / AIR-E.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En el ADD Occidente (Figura 44) la empresa reportó usuarios comerciales no regulados para el nivel de tensión 1 y 2, con un reporte continuo desde el mes de febrero hasta el mes de diciembre, en ambos NT presentaron un comportamiento similar. El cambio en el valor se ve justificado en el NT, siendo menor el valor para el NT2, pasando en promedio de 586,492 \$/kWh en el NT2 a 655,611 \$/kWh en el NT1.

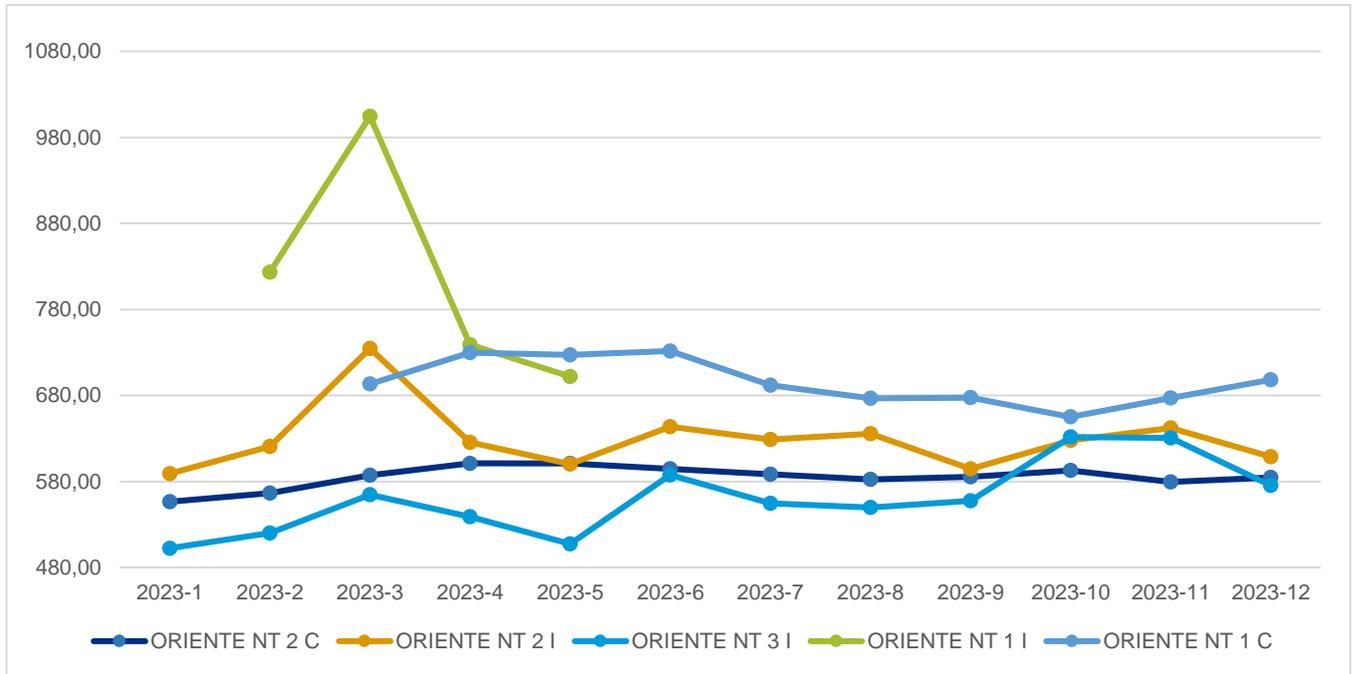
**Figura 45. Tarifa promedio para UNR ADD CENTRO 2023 / AIR-E.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 45 se puede observar el promedio de las tarifas aplicadas a usuarios no regulados en el ADD Centro dentro de los niveles de tensión 1, 2 y 3 donde hay usuarios comerciales e industriales. En esta figura se puede evidenciar un comportamiento similar para las distintas tarifas promedio comerciales, en las cuales la variación se da en línea con el NT, la única tarifa que presenta una variación significativa es la tarifa promedio correspondiente al segmento de UNR industrial en el nivel de tensión 2.

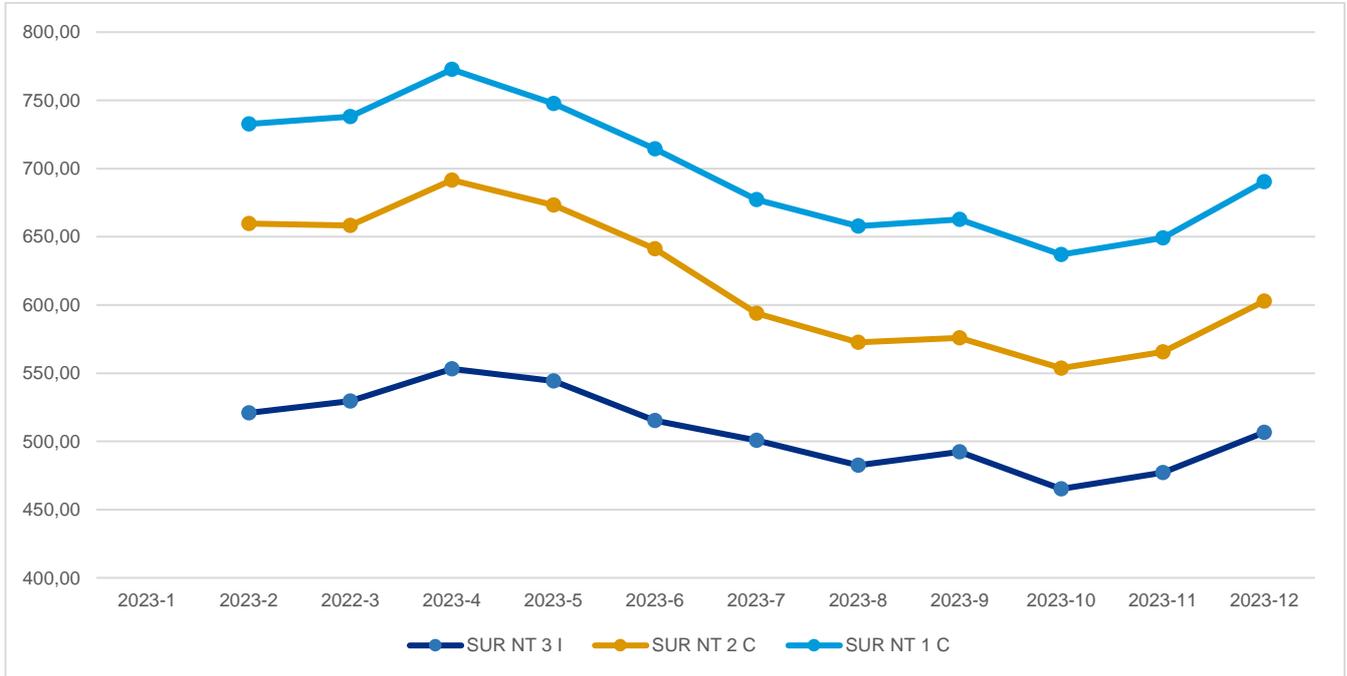
**Figura 46. Tarifa promedio para UNR ADD ORIENTE 2023 – AIR-E.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

La representación gráfica del promedio del costo unitario aplicado a usuarios no regulados dentro del ADD Oriente (Figura 46), es una de las que presenta un mayor número de grupos; dentro de estas se puede observar un aumento en los promedios para el mes de marzo, una suspensión de reporte para el grupo de UNR Industriales y podría entenderse que se dejó de prestar el servicio a usuarios comerciales e industriales no regulados en el nivel de tensión 1 o una mala calidad en el reporte de información al SUI.

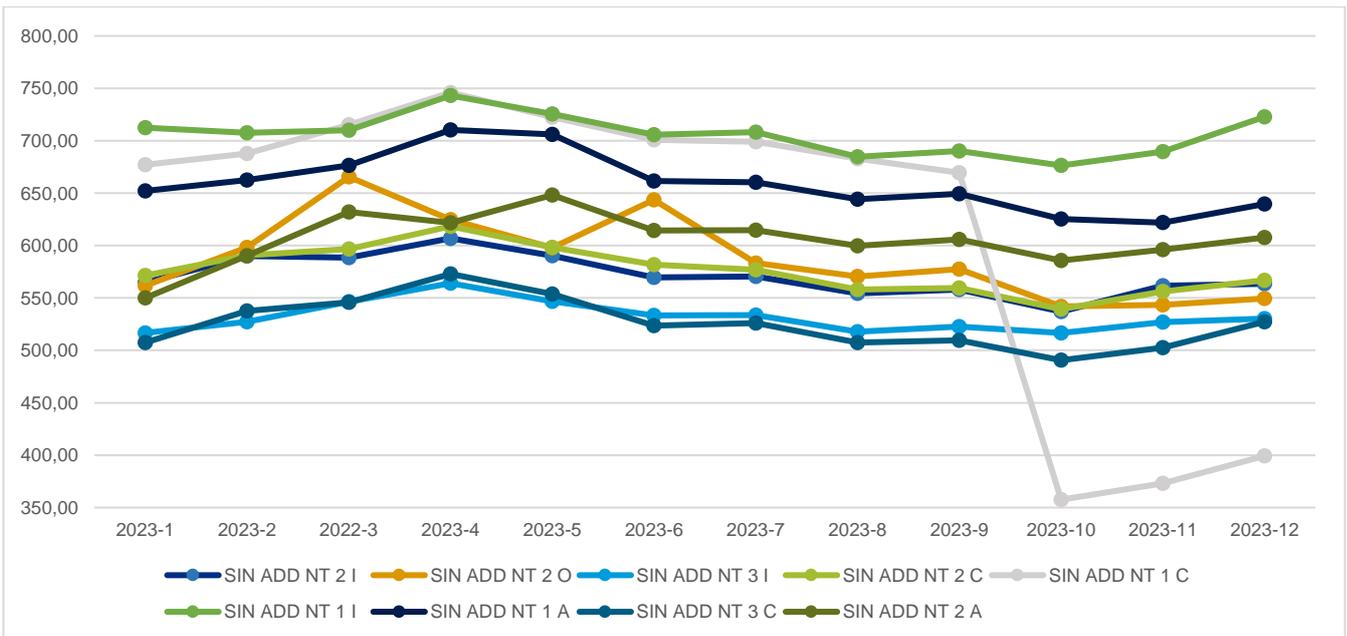
**Figura 47. Tarifa promedio para UNR ADD SUR 2023 – AIR-E.**



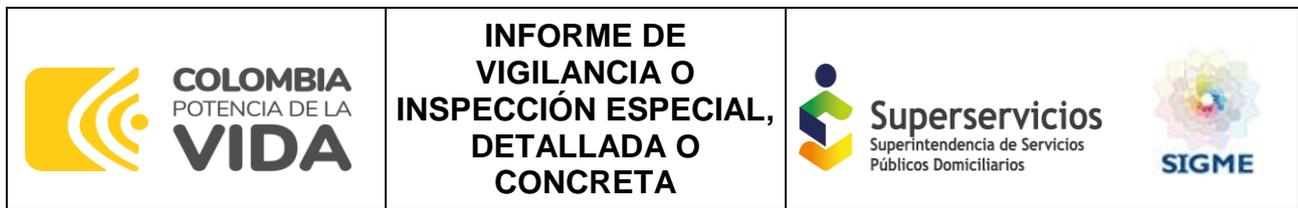
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 47, se pueden observar los usuarios no regulados para el ADD SUR, en la cual se presentan reportes en los meses de febrero a diciembre de usuarios comerciales e industriales en los niveles de tensión 1, 2 y 3.

**Figura 48. Tarifa promedio para UNR SIN ADD 2023 – AIR-E.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE



Por último, en la Figura 48 se pueden observar los promedios de las tarifas aplicadas en mercados sin ADD asignada, este grupo es el que más clases de usuarios posee, lo anterior puede estar justificado en que la empresa AIR-E es el OR del mercado CARIBESOL, el cual no conforma ninguna ADD. En este segmento la empresa tiene reportes para los estratos 1, 2 y 3, usuarios industriales, oficiales, alumbrado público y comerciales. El grupo de usuarios perteneciente al grupo SIN ADD NT2 Oficial es uno de los que más fluctúa, aun así, el grupo que tiene el comportamiento con extremos más distantes es el grupo SIN ADD NT 1 Comercial, el cual pasó de un valor promedio máximo de 539 \$/kWh a 746 \$/kWh.

### **5.9.3 Resultado de Visita realizada a la empresa en temas tarifarios.**

El pasado 20, 21, 22, 23 y 24 de mayo de 2024, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía realizó visita a la Empresa AIR-E SAS ESP en el marco de la evaluación integral y que hace parte del plan de acción para el año 2024.

En lo que se refiere a aspectos comerciales, se abordaron los temas de Facturación a Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y el tópico tarifario teniendo en cuenta que la SSPD en el año 2023 realizó diferentes requerimientos asociados al cálculo tarifario por diferencias dentro del proceso de verificación para meses específicos. Principalmente en estos espacios se verificaron los siguientes temas:

1. Proceso para calcular el CU y las Tarifas desde su cálculo y verificación hasta la publicación y aplicación de las mismas.
2. El impacto que generó la opción tarifaria en la empresa, resaltando que AIR-E recuperó saldos en el año 2023 hasta el inicio de la aplicación del COT.
3. Proyecciones de recaudo del COT, tiempo de recaudo, valores, incrementos, el impacto en el usuario y en su recaudo. Denotando que el mercado CARIBESOL tiene uno de los COT más alto país, iniciando con 196 \$/kWh y alcanzando los 226 \$/kWh en el mes de mayo del 2024.

4. Abordar lo relacionado a la aplicación del CPROG y su compensación al mercado, el cual fue explicado en el análisis del componente de pérdidas del costo unitario de prestación del servicio.
  
5. Aclarar lo sucedido con las fechas de publicación de las tarifas del mes de abril de 2024.

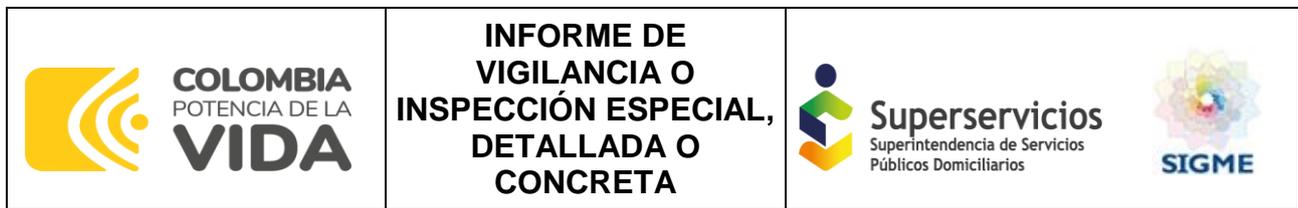
En el espacio se verificó flujo del proceso documentado por AIR-E en su sistema de gestión de calidad para el cálculo del CU y tarifas, los tiempos que toma cada actividad dentro del proceso y los responsables.

De forma general, la empresa tiene procesos específicos de remisión de los distintos insumos para el cálculo del CU y de las tarifas la Gerencia de Regulación la cual es el área encargada del proceso de cálculo. Desde la gerencia de compras de energía se remiten las cantidades y los valores de compra de la misma, donde se valida la información de forma horaria y consolidada con base en las publicaciones realizadas por XM.

El proceso de cálculo es realizado por dos profesionales distintos, quienes comparan los resultados obtenidos y concilian las diferencias en caso de presentarse; indica la empresa que esto se hace como medio de verificación y control de las tarifas. La empresa no tiene relacionado dentro de su herramienta de cálculo el mecanismo DERIVEX, debido a que no tiene contemplado este mecanismo de compra por las altas exigencias en temas de garantías.

La empresa manifestó que el tema de tarifas de energía en la región genera un impacto social muy fuerte afectando el recaudo, por lo que dan una alta prioridad al proceso de cálculo. Para afrontar esta situación, la empresa realiza proyecciones anuales del costo unitario de prestación del servicio y mensualmente las compara con los resultados reales. Así mismo, el equipo tiene dentro de sus tareas, realizar una revisión constante de la nueva normatividad expedida por la CREG y al hacer parte de distintos gremios, facilita el entendimiento de esta.

Para el mes de diciembre de 2024, AIR-E tiene proyectado implementar un desarrollo inhouse para el cálculo del costo unitario de prestación del servicio y de las tarifas acorde a sus necesidades.



En lo que respecta al factor de ajuste AJ, la empresa indica que los saldos asociados a este mecanismo se pudieron reducir levemente gracias a la disminución en su exposición en bolsa. A mayo de 2024, la empresa manifestó que tiene a causa del AJ un saldo de aproximadamente 47.000 millones de pesos debido al precio de bolsa y que ha solicitado en diferentes espacios, que se creen mecanismos para la recuperación y financiación de los mismos ya que, variaciones bruscas en la demanda, aumentan el riesgo de compra de energía a través de la bolsa de energía.

Otro de los temas en que se venía trabajando desde la Superservicios con AIR-E a través de comunicados oficiales, estaba asociado a la compensación al mercado por el cobro anticipado que había realizado la empresa de la variable CPROG en el componente de pérdidas del CU. La empresa propuso devolver el valor del CPROG en un periodo de 12 meses a lo que la SSPD indicó que dicha compensación debería realizarse en un solo mes. Así las cosas, durante la visita, la empresa informa que se acoge a la solicitud de la Superservicios por lo que, en el mes de mayo de 2024, se hizo la compensación del CPROG y se reflejó en el componente de pérdidas publicado en mayo. El detalle de este impacto ya fue abordado en el análisis del componente de pérdidas de la empresa.

Mencionaron en este espacio lo relacionado a los valores del COT, que, si bien el valor de esta variable de AIR-E es de los más altos con relación a otros prestadores del mercado, el COT determinado por AIR-E para el mercado CARIBESOL es el más bajo con relación a los comercializadores puros que participan en su mercado. Si se logran estabilizar las condiciones del mercado, el prestador espera recuperar la totalidad de los saldos de la opción tarifaria en febrero del 2025. También aclaran que el nivel de recaudo inferior al 80% en su mercado, afecta la recuperación de los saldos de la opción y en general, los ingresos por comercialización de la empresa.

Finalmente, es lo que respecta al retraso en la publicación de tarifas del mes de abril de 2024, que solo se hizo hasta el 30 de ese mismo mes, la empresa confirma lo indicado en una respuesta escrita donde expresa que se encontraban validando los cálculos publicados por el LAC de la componente de Distribución en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, puesto que se presentó un cambio en la información de la publicación de la versión definitiva

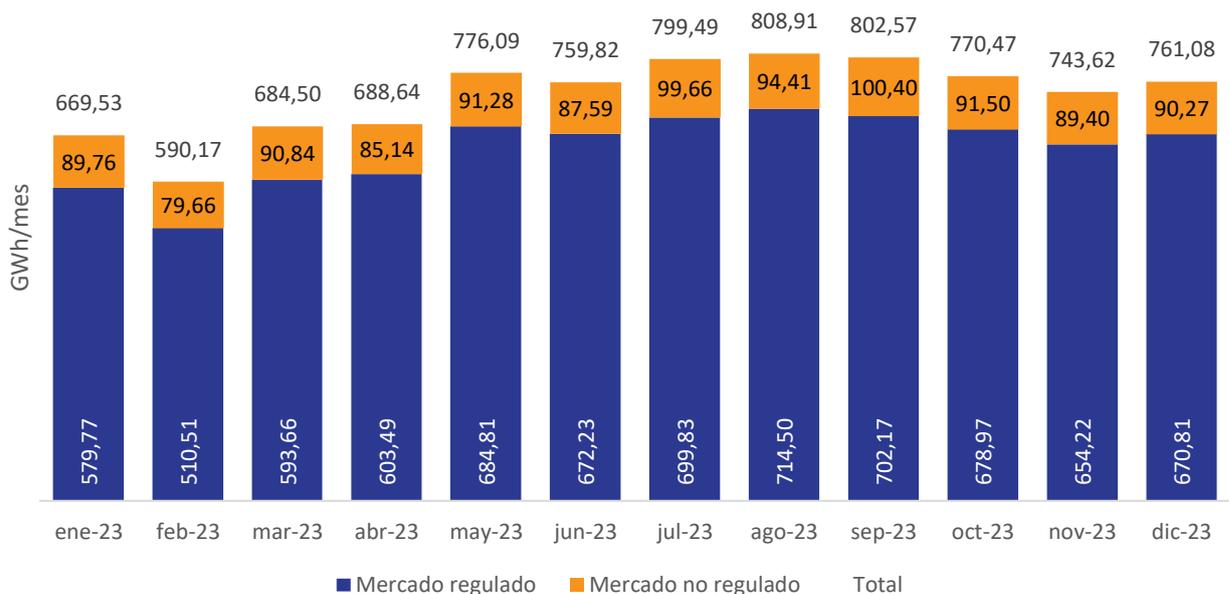
de los cargos comparada con la versión preliminar de la misma. Informa la empresa que independientemente de la fecha de publicación, parametrizó su sistema comercial para que asumiera que las tarifas fueron publicadas dentro de las fechas regulares de publicación y los usuarios no se vieran afectados en cuanto a su aplicación.

### 5.10 Mercado de Energía Mayorista (MEM)

AIR-E SAS ESP comercializador, participa como comprador mercado de contratos para atender usuarios Regulados y No Regulados durante el año 2023. En lo que tiene que ver con el Mercado de Energía Mayorista, AIR-E adquiere contratos a generadores y comercializadores, y también participa en el mercado spot (Bolsa de energía).

En cuanto a la atención de la demanda, AIR-E registró una demanda promedio en 2023 de 737,91 GWh/mes que representa el 11,14% del total de la demanda del país. En promedio 647,09 GWh/mes correspondió a la demanda Regulada (equivalente al 14,36% de la demanda regulada nacional) y las restantes 90.82 GWh/mes promedio correspondieron a demanda No Regulada (equivalente al 4.28% de la demanda No Regulada nacional). La información se presenta de manera detallada en la Figura 49.

**Figura 49.** Demanda atendida por el agente comercializador AIR-E SAS ESP

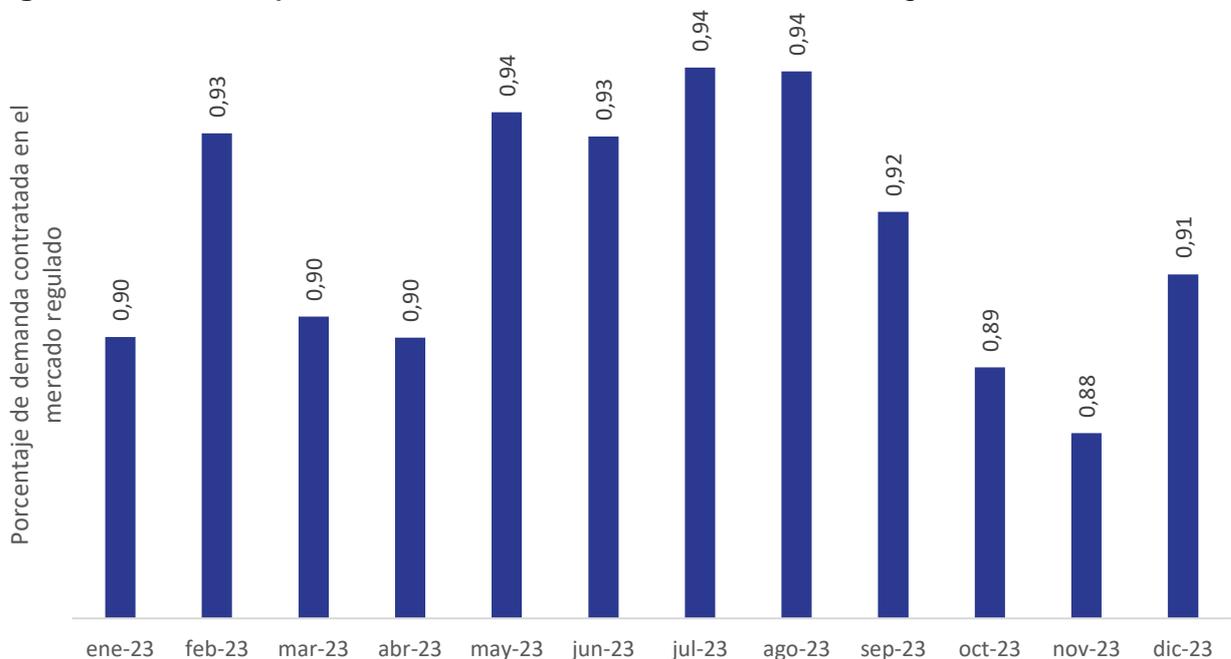


Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

### 5.10.1.1 Contratación del comercializador

En lo corrido del año 2023, el agente comercializador contó con un nivel de contratación para el mercado Regulado promedio del 90,99%, que corresponde a un nivel de exposición en energía en bolsa de 9,01%., durante el año analizado el cubrimiento de la demanda por medio de contratos tuvo un valor mínimo el 88,15% para el mes de noviembre y un valor máximo de 94.37% en el mes de julio como se observa en la **Figura 50**.

**Figura 50. Porcentaje de demanda contratada en el mercado regulado AIR-E SAS ESP**



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

### Convocatorias SICEP

Durante el periodo de análisis 2023 se realizaron un total de 4 convocatorias de contratación de energía en la plataforma SICEP. Este proceso de contratación está establecido en la Resolución CREG 130 de 2019 y sus modificaciones. A continuación, se presenta en la **Tabla 36** un resumen de las convocatorias realizadas por el agente durante la vigencia 2023:

**Tabla 36. Convocatorias desarrolladas durante el año 2023**

Código convocatoria	CP-CSSC2023-001	CP-CSSC2023-002	CP-CSSC2023-003	CP-CSSC2023-004
# de productos	3	4	5	4
Energía GWh	28,098.3	30,788.3	40,613.2	12,429.7
Inicio	1/10/2023	1/10/2023	18/01/2024	1/03/2024
Fin	31/12/2035	31/12/2036	31/12/2036	31/12/2036
Publicación de pliegos	24/03/2023	18/07/2023	26/10/2023	22/12/2023
Resultado	Desierta	Desierta	Desierta	Producto 1 Adjudicado

Fuente: SICEP-XM

Las primeras tres convocatorias abiertas durante el 2023 fueron declaradas como desiertas por la falta de recepción de ofertas, según lo expone el agente comercializador en las comunicaciones publicadas en la plataforma SICEP.

Con respecto a la convocatoria CP-CSSC2023-004 se declararon desiertos los productos 2, 3 y 4, por las mismas razones antes expuestas, mientras que el producto 1 fue adjudicado con las características relacionadas en la **Tabla 37**:

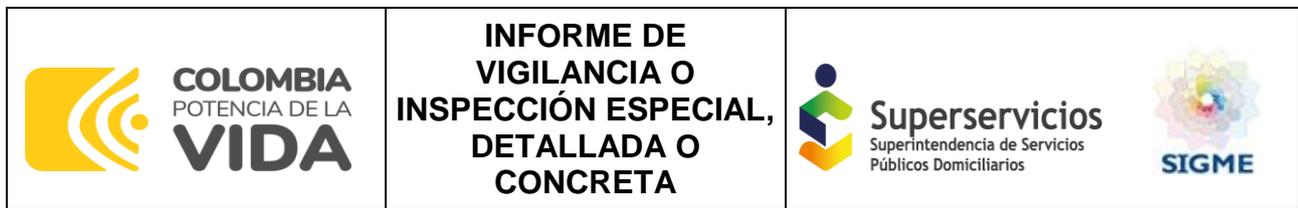
**Tabla 37. Características producto 1 convocatoria CP-CSSC2023-004**

Características	Producto 1
Tamaño (GWh)	827,85
Tipo de contrato	Pague lo Contratado
Inicio de obligaciones	1/03/2024
Fin de obligaciones	31/12/2024
Indexador	IPP Oferta interna
Precio promedio ponderado	689 \$/kWh

Fuente: SICEP-XM

Considerando lo anterior, esta Superintendencia requirió al agente con el fin de aclarar los criterios considerados para la definición del precio de reserva de la convocatoria, así como la información completa del desarrollo de convocatoria.

Como resultado de las solicitudes realizadas a la empresa AIR-E en sus diferentes roles de comercializador y generador fueron allegados a la Superintendencia documentos con la



información de documentos públicos y privados que hacen parte de la convocatoria, así como la explicación del comercializador sobre las consideraciones analizadas para la definición del precio de reserva. Adicionalmente, fue allegado por parte de la empresa en su rol de generador, copia de los acuerdos comerciales/contratos de energía que respaldaban la oferta de energía de AIR-E generador en la convocatoria

### **5.11 Subsidios FSSRI – FOES.**

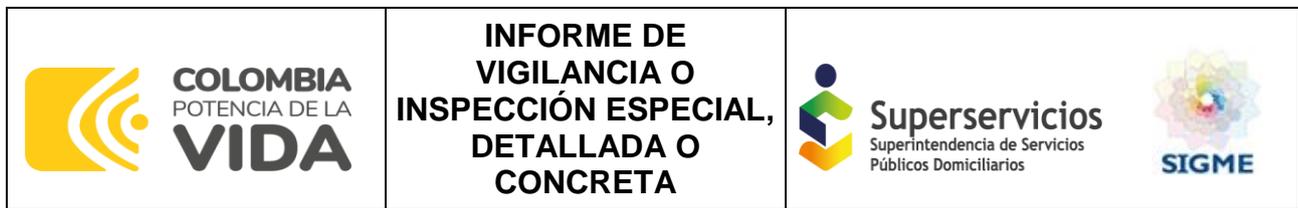
A continuación, se presentan los resultados de los análisis correspondientes a los subsidios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI) y el Fondo de Energía Social (FOES).

#### ***5.11.1 Contribuciones y Subsidios - Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso – FSSRI.***

Como se mencionó a lo largo del documento, el prestador AIR-E SAS ESP., es un comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios regulados en los estratos residenciales 1, 2, 3, 4, 5 y 6 y en los sectores: comercial, industrial, provisional, oficial y alumbrado público.

De la anterior clasificación, se encuentran suscriptores con beneficio de subsidios, así como usuarios sujetos de contribución. El prestador reportó al SUI la información pertinente a subsidios (FSSRI) y contribuciones (FSSRI) correspondientes a las vigencias 2022 y 2023 de acuerdo con los lineamientos establecidos en las Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, en los formatos dispuestos para tal fin como son:

**Resolución 20212200012515 del 26 de marzo de 2021.** "Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información - SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN": TC1. Inventario de Usuarios, TC2. Facturación de Usuarios, S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES, S2. Giros Recibidos y Efectuados, S5. Formato Validaciones Trimestrales Subsidios, S6. Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención



Tributaria y S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo.

Para iniciar la revisión de la información de subsidios y contribuciones, se hace la comparación sobre la consistencia de la información remitida por el prestador en el marco de la presente integral, y la información reportada en el Sistema Único de Información - SUI, a la cual se le hace seguimiento, de acuerdo con las funciones de inspección, vigilancia y control asignadas a esta Superintendencia, y que fue extraída por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Energía del SUI.

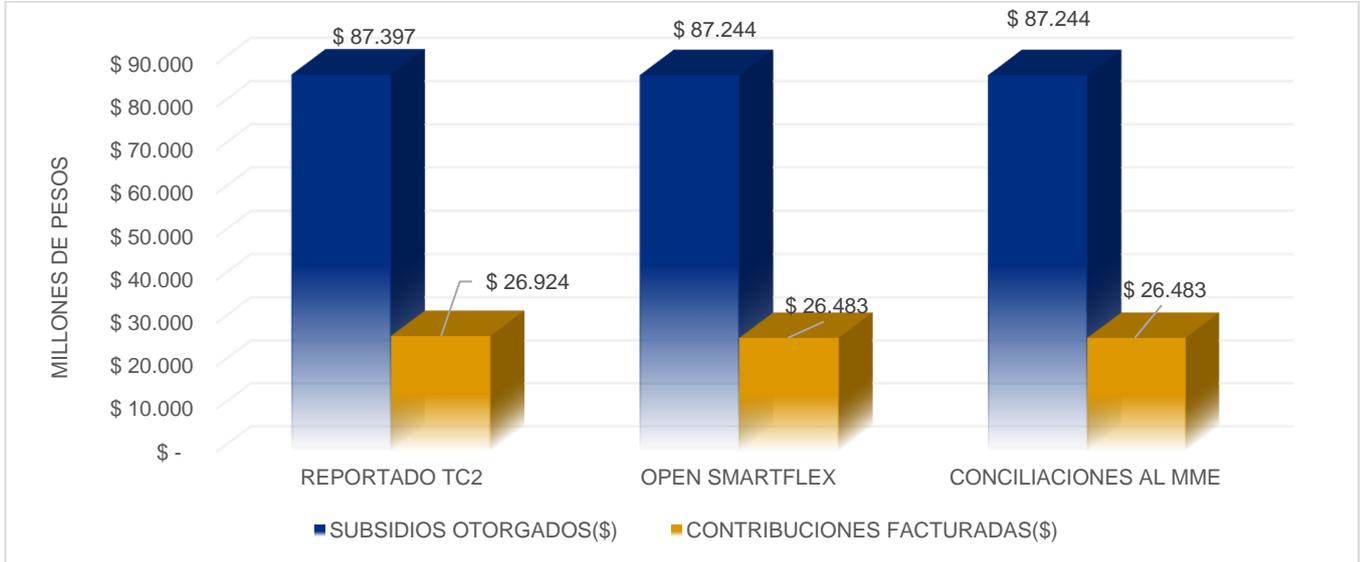
Para el desarrollo de este componente, se realizó verificación de la información para la vigencia 2023, empleando la información proveniente de:

6. La copia de las conciliaciones remitidas por el prestador, en el desarrollo de la presente evaluación integral.
7. Información procedente del sistema comercial empleado por el prestador.
8. Información reportada en el SUI.

Al realizar el contraste de la información, se encontraron diferencias entre la información de las mencionadas fuentes, así como al contrastarlas con lo reportado en el Sistema Único de Información – SUI. Estas diferencias se presentan para las variables analizadas en toda la vigencia objeto de evaluación.

Lo anterior, plantea una asimetría de la información reportada en el SUI, remitida en las conciliaciones al ministerio frente a la información que emplea el prestador en su sistema comercial.

**Figura 51.** Información de subsidios otorgados reportada por AIR-E ESP, en el SUI para la vigencia 2023 en el mercado CARIBESOL.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP (Sistema Comercial y Conciliaciones MME)

Tal como se observa en la Figura 51, el prestador presenta similitud en la información remitida conforme al sistema comercial empleado “OPEN SMARTFLEX” y las conciliaciones remitidas al Ministerio de Minas y Energía – Minenergía; sin embargo, esta información varía respecto a lo reportado en el SUI.

Las diferencias en la información del sistema comercial “OPEN SMARTFLEX” y lo reportado en el SUI en subsidios otorgados suman un total de (-\$1.534.509.576).

Respecto a las contribuciones facturadas, las diferencias respecto de la información reportada en el SUI y la remitida producto del sistema comercial del prestador corresponde a (-\$4.410.815.865,87), para la vigencia 2023.

Ahora bien, durante el desarrollo de la evaluación integral, se dejó dentro de los compromisos revisar y sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en los formatos de facturación debido a las diferencias encontradas en los siguientes formatos:

1. TC2. Facturación a Usuarios.
2. S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES.
3. S2. Giros Recibidos y Efectuados.

A continuación, se presenta la información del SUI de la variable “Subsidios Otorgados” y “Contribuciones Facturadas” conforme a lo reportado por el prestador.

En la Tabla 38. Se muestra información tomada del formato TC2, que para el caso de subsidios corresponde a las variables: **21. Valor Subsidio Usuario (\$), 22. Valor Refacturación del Subsidio Usuario (\$)** del citado formato de acuerdo con la Res. SSPD No. 12515 de 2021.

**Tabla 38.** Información de subsidios otorgados reportada por AIR-E, en el SUI para la vigencia 2023 en el mercado CARIBESOL.

Año	Periodo	Subsidios Otorgados
2023	1	\$ 61.645.803.980
2023	2	\$ 63.958.852.489
2023	3	\$ 65.297.312.645
2023	4	\$ 71.443.655.797
2023	5	\$ 69.490.798.483
2023	6	\$ 70.664.575.221
2023	7	\$ 71.519.313.935
2023	8	\$ 78.044.396.303
2023	9	\$ 73.939.696.790
2023	10	\$ 73.806.551.686
2023	11	\$ 87.804.406.181
2023	12	\$ 86.357.134.111

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC2

En cuanto a contribuciones facturadas, se presenta la información del SUI de la variable “Contribuciones Facturadas” en la Tabla 39

**Tabla 39.** Información de contribuciones facturadas reportada por AIR-E, en el SUI para la vigencia 2023 en el mercado CARIBESOL.

Año	Periodo	Contribuciones Facturadas
2023	1	\$ 17.836.230.884
2023	2	\$ 18.320.087.093
2023	3	\$ 19.846.343.105
2023	4	\$ 21.735.770.644
2023	5	\$ 22.006.041.612
2023	6	\$ 21.658.259.180
2023	7	\$ 22.332.743.002
2023	8	\$ 24.493.307.342
2023	9	\$ 24.685.245.496
2023	10	\$ 24.918.059.525
2023	11	\$ 25.504.887.291
2023	12	\$ 25.900.906.042

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC2.

Valga considerar que en el formato TC2 los valores de contribuciones facturadas consideradas en el ejercicio de validación corresponden a los campos **26. Valor de la Contribución (\$)** y **27. Valor Refacturación de la Contribución (\$)** del citado formato de acuerdo con la Res. SSPD No. 12515 de 2021.

De esta forma, se procedió a contrastar la información con las demás variables relacionadas con las contribuciones facturadas, como son: “Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo”, “Contribuciones No Recaudadas Después de Seis (6) Meses” y la aportada por el prestador encontrando que, en el momento de la revisión y actualmente, no se ha reportado la totalidad de los formatos S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo, por lo tanto, no fue posible evaluar esas variables.

Cabe anotar que, a la fecha de realización del presente informe, solo cuenta con los reportes del formato S10 de los meses de julio, octubre y noviembre de 2023. Al revisar la información, se obtuvo el siguiente resultado mostrado en la Tabla 40 y Tabla 42:

**Tabla 40. Información reportada en el SUI de los diferentes componentes de Subsidios y Contribuciones analizados contrastando la información comercial de la ESP.**

PERIODO	TC2	S1	TC2	S1	S1	S10	S1	S10	S1	S2	S1	S2
	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUÉS DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUÉS DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUÉS DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUÉS DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T1	\$ 190.901.969.114	\$ 190.706.535.182	\$ 56.002.661.082	\$ 56.969.937.979	\$ 211.496.519	\$ 0	\$ 5.386.522.536	\$ 0	\$ 92.506.567.796	\$ 237.281.933.511	\$ 145.764.017.764	\$ 988.652.047
T2	\$ 211.599.029.501	\$ 212.469.870.533	\$ 65.400.071.436	\$ 64.385.076.708	\$ 517.881.666	\$ 0	\$ 5.735.457.060	\$ 0	\$ 123.826.076.942	\$ 123.826.076.942	\$ 2.837.785.614	\$ 2.837.785.614
T3	\$ 223.503.407.028	\$ 223.061.358.470	\$ 71.511.295.840	\$ 70.683.721.255	\$ 590.776.996	\$ 198.565.811	\$ 5.643.819.663	\$ 1.190.558.426	\$ 235.051.803.322	\$ 235.051.803.322	\$ 2.718.396.476	\$ 2.718.396.476
T4	\$ 247.968.091.978	\$ 246.200.223.862	\$ 76.323.852.858	\$ 73.681.603.693	\$ 1.243.303.347	\$ 921.655.505	\$ 4.990.745.260	\$ 2.900.854.391	\$ 40.666.585.066	\$ 40.666.585.066	\$ 1.757.933.179	\$ 1.757.933.179

Fuente: Elaboración propia datos SUI

**Tabla 41. Información aportada por el prestador para la vigencia 2023.**

PERIODO				SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T 1	T 2	T 3	T 4						
X				\$90.706.535.181	\$56.076.663.697	\$211.496.519	\$5.386.522.536	\$237.281.933.512	\$988.652.048
	X			\$212.469.870.533	\$64.385.076.707	\$517.881.666	\$5.735.457.060	\$123.826.076.942	\$2.837.785.614
		X		\$ 23.061.358.469	\$70.683.721.255	\$590.776.996	\$5.643.819.663	\$235.051.803.322	\$2.718.396.476
			X	\$246.200.223.861	\$73.681.603.691	\$1.243.303.347	\$4.990.745.260	\$40.643.721.013	\$1.757.933.179

Fuente: Elaboración propia datos remitidos por el prestador.

Del anterior ejercicio de comparación, se obtuvieron las diferencias que se presentan en la Tabla 42, que evidencian una clara asimetría de la información que requiere sea ajustada por parte del prestador.

**Tabla 42. Consolidado de las diferencias presentadas por formato frente a la información del sistema comercial del prestador para la vigencia 2023.**

PERIODO				TC2	S1	TC2	S1	S1 vs S10	S1 vs S10
T 1	T 2	T 3	T 4	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)
X				421.019.334	1	-500.695.698	\$ 893.274.282	SIN REPORTE S10	SIN REPORTE S10
	X			27.282.714.224	0	1.113.200.051	1	SIN REPORTE S10	SIN REPORTE S10
		X		64.846.653	1	1.865.401.337	0	\$2.876	\$ 1.208
			X	1.389.086.001	205.829.737	-248.232.968	2	-\$ 4.652.312	-\$51.825.900

Fuente: Elaboración propia datos remitidos por el prestador.

Es preciso considerar que solo se cuenta con el reporte para la vigencia 2023 del reporte del formato S10 para los meses de julio, octubre y diciembre, motivo por el cual, al agrupar la información por trimestres, la misma presenta diferencias inferiores, como es el caso del tercer trimestre 2023.

No obstante lo anterior, solo se podrá constatar las reales diferencias una vez, el prestador proceda con el reporte de la totalidad de formatos en estado pendiente del S10.

De otra parte, se procedió a contrastar las variables relacionadas con giros recibidos y efectuados, obteniendo los siguientes resultados mostrados en la Tabla 43:

**Tabla 43.** Consolidado de las diferencias presentadas por formato relacionada con los giros recibidos SUI frente a la información del sistema comercial del prestador para la vigencia 2023

PERIODO				S1	S2	S1	S2
T 1	T 2	T 3	T 4	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)
X				-\$144.775.365.716	-\$1	\$144.775.365.716	-\$1
	X			0	0	0	0
		X		0	0	0	0
			X	\$22.864.053	\$22.864.053	0	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

En cuanto a la información de los giros recibidos y giros realizados, las diferencias de información se presentan para el primer y segundo trimestre del año de referencia, es decir 2023.

Sin embargo, este ejercicio comparativo tuvo alcance para la vigencia 2022, donde en sede del prestador se ilustró sobre las diferencias de información en cada una de las variables analizadas, evidenciando igualmente, la falta del reporte S10 para los meses de enero, febrero, abril, junio, julio, agosto, octubre y noviembre de 2022.

Como se observa en las respectivas tablas para todos los trimestres de la vigencia 2023, se presentan diferencias del formato TC2 en las variables subsidios otorgados y contribuciones facturadas y, para el formato de resumen contable S1, se presentan diferencias en las variables de "Subsidios Otorgados", "Contribuciones Facturadas", "Giros recibidos" y "Giros efectuados" para el primer trimestre y para el cuarto trimestre de 2023 este último formato presenta diferencias en la variable "Giros recibidos", esta diferencia la comparte con el formato S2.

Siendo mayor los valores reportados en el SUI respecto a la información del sistema comercial aportada por el prestador.

Sobre este aspecto, se concluye que el prestador presenta diferencias en la información del sistema comercial para las variables que se relacionan con subsidios otorgados, contribuciones facturadas y, giros recibidos y efectuados, situación que tendrá que ser evaluada por el prestador, puesto que la información no es concordante y consistente con lo reportado a este ente de vigilancia a través del SUI.

### Análisis de suscriptores sujetos a subsidios o contribución.

En el ejercicio de la evaluación integral, se analizó el número de suscriptores beneficiarios de subsidios por pertenecer a los estratos residenciales 1, 2 y 3 y los suscriptores y usos objeto de contribución.

Para el caso que nos ocupa, se tomó como fuente de información la contenida en el formato TC1 sobre el número de suscriptores.

Las diferencias presentadas de suscriptores en las vigencias 2022 y 2023 se muestran a continuación:

**Tabla 44.** Diferencias presentadas para las vigencias 2022 sobre el número de usuarios por estrato/sector conforme a lo reportado en el formato TC1.

Estrato / Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	156.811	159.411	131.628	134.762	156.563	110.949	75.360	144.685	147.787	137.207	134.052	134.788
Estrato 2	- 13.206	- 13.042	- 16.241	- 13.178	- 14.902	- 29.286	- 31.464	- 17.632	- 17.280	- 16.130	- 17.829	- 17.986
Estrato 3	- 7.293	- 7.305	- 8.494	- 7.446	- 7.447	- 16.668	- 17.249	- 10.923	- 10.569	- 9.910	- 11.149	- 10.812
Estrato 4	- 2.237	- 2.567	- 3.226	- 2.507	- 2.538	- 6.162	- 6.202	- 4.168	- 3.766	- 3.555	- 4.049	- 3.773
Estrato 5	- 2.403	- 2.448	- 3.126	- 2.412	- 2.409	- 3.941	- 3.926	- 1.622	- 1.629	- 1.349	- 1.370	- 1.507
Estrato 6	- 4.104	- 4.118	- 6.803	- 4.120	- 4.061	- 5.862	- 5.859	- 1.812	- 1.924	- 1.533	- 1.699	- 1.662
Comercial	- 14.036	- 14.157	- 15.169	- 14.398	- 14.513	- 23.995	- 24.138	- 11.293	- 11.322	- 12.050	- 11.477	- 11.340
Industrial	- 2.935	- 3.004	- 3.017	- 3.049	- 3.049	- 3.295	- 3.281	- 409	- 401	- 433	- 417	- 383
Oficial	- 423	- 427	- 447	- 423	- 450	- 789	- 755	- 397	- 430	- 438	- 434	- 421

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 - ESP

**Tabla 45.** Diferencias presentadas para las vigencias 2023 sobre el número de usuarios por estrato/sector conforme a lo reportado en el formato TC1.

Estrato / Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	138.636	127.126	141.974	139.974	140.194	141.314	142.289	146.574	146.918	144.125	143.856	143.544
Estrato 2	- 18.908	- 19.810	- 18.949	- 19.913	- 20.642	- 20.115	- 20.439	- 16.289	- 17.444	- 20.766	- 21.297	- 21.677
Estrato 3	- 11.178	- 11.013	- 11.155	- 11.603	- 11.626	- 12.073	- 11.278	- 9.286	- 10.329	- 12.821	- 13.343	- 13.749
Estrato 4	- 4.168	- 3.862	- 3.822	- 4.156	- 4.230	- 4.211	- 4.205	- 2.721	- 3.198	- 4.416	- 4.643	- 4.658
Estrato 5	- 1.353	- 1.265	- 1.355	- 1.323	- 1.361	- 1.327	- 1.303	- 702	- 923	- 1.380	- 1.438	- 1.551
Estrato 6	- 1.413	- 1.592	- 1.679	- 1.504	- 1.642	- 1.664	- 1.436	- 669	- 1.028	- 1.520	- 1.800	- 1.575
Comercial	- 1.811	- 11.929	- 11.928	- 12.366	- 12.081	- 12.301	- 12.321	- 11.133	- 11.056	- 11.845	- 11.716	- 11.752
Industrial	- 399	- 397	- 368	- 438	- 384	- 402	- 390	- 406	- 404	- 431	- 423	- 424
Oficial	- 438	- 467	- 430	- 500	- 440	- 437	- 452	- 406	- 402	- 403	- 408	- 429

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 - ESP

De conformidad con las Tabla 44 y Tabla 45, se concluye que las diferencias presentadas se basan en la información recibida del prestador de su sistema comercial y en el reporte del SUI; en este sentido, las diferencias positivas indican que el prestador reportó un mayor número de usuarios en comparación con el número de usuarios registrado en el SUI.

Por el contrario, las diferencias negativas indican que el SUI registró un mayor número de usuarios que los reportados por el prestador.

Evidenciando que predomina un mayor número reportado en el SUI de usuarios que el aportado por el prestador proveniente de su sistema comercial.

Siendo los estratos 1, 2 y 3, los que presentan amplias diferencias para las dos vigencias analizadas, situación que deberá ser sustentada por el prestador, y proceder con las reversiones a lugar.

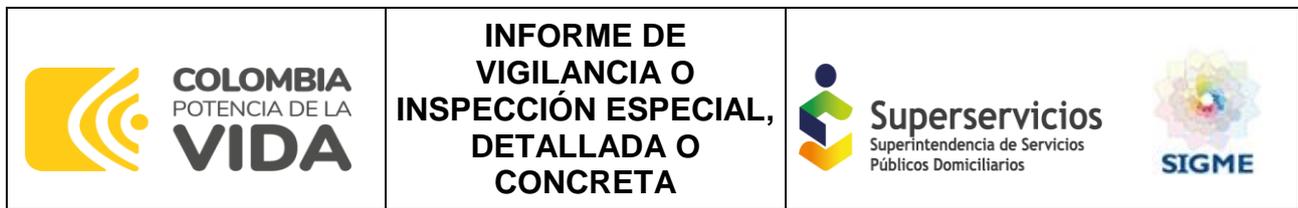
#### **Análisis de suscriptores beneficiarios del descuento y/o exención tributaria.**

De conformidad con la información aportada por el prestador en formato Excel, se aportaron 2853 y 3058 registros que obedecen a las vigencias 2022 y 2023; no obstante, en el momento de la verificación de la información con el SUI, se encontró que no se había reportado la información del formato S6. “Beneficiarios del descuento y/o Exención Tributaria” para la vigencia 2022 y 2023. De conformidad con lo revisado el día 20 de mayo, se encuentra que el prestador realizó el reporte el 19/05/2023 situación por la cual, se emitió el compromiso n.º 64 conforme al Acta n.º 1 del 20 a 24 de mayo de 2024, en el que se acuerda la verificación de esta información y previa información de los resultados obtenidos que a continuación se exponen:

Tabla 46. Resultado de la verificación de la información comercial aportada por el prestador y lo reportado en el SUI formato S6 para las vigencias 2022 - 2023.

Tipo Usuario	Formato S6	Prestador Evaluación Integral	No coincidencias
2022	2788	2853	65
2023	3013	3058	45

Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP



Para la obtención de los datos presentados, se tuvo en cuenta la información de los NIU no repetidos de las bases extraídas del SUI para las vigencias 2022 y 2023.

Para el caso de la información aportada por el prestador en el desarrollo de la presente evaluación integral, se encuentra que, en las mencionadas vigencias, no se presentan registros repetidos, en este sentido los datos ilustrados en la Tabla 46, corresponden a la información depurada luego de eliminada la información repetida.

Ahora bien, al cotejar la información reportada en el SUI con la aportada por el prestador, se encontró que:

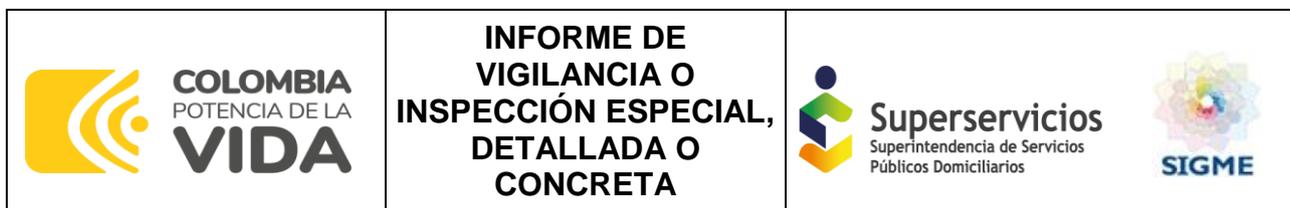
De los 2853 registros aportados por el prestador para la vigencia 2022 que fueron comparados con los registros “no repetidos” reportados en el SUI de esa vigencia, hay coincidencia solo de 2788.

Al contrastarlos, se encuentra una diferencia de 65 suscriptores cuyos códigos NIU no se encuentran dentro de lo reportado en el SUI.

Para la vigencia 2023, el prestador aportó 3058 registros no repetidos, que fueron cruzados con la información reportada en el SUI correspondiente a 3013 registros no repetidos, que generó una diferencia de 45 registros superior a lo reportado en el SUI.

Así mismo, se encontró dentro de la información aportada por el prestador que 13 registros se encuentran sin actividad económica asignada; sin embargo, fueron suministrados por el prestador como exentos de contribución, situación que deberá ser revisada y sustentada teniendo en cuenta, que de conformidad al Estatuto Tributario y diferentes desarrollos normativos, debe mediar el código de la actividad económica principal autorizada en la norma para reconocer que los usuarios son acreedores de la exención tributaria a lugar. La información detallada de los NIU será remitida al prestador vía oficio puesto que, por protección de datos, la SSPD no puede suministrar públicamente los NIU.

De otra parte, al contrastar los códigos de las actividades económicas principales reportadas en SUI y allegadas por el prestador, se encontró que para la vigencia 2023, que la actividad económica no concuerda con lo reportado en el SUI para 856 registros, dentro de estos



registros se encuentran actividades que, conforme a lo aportado por el prestador de su sistema comercial; dentro de estas asimetrías de información, se evidencian actividades económicas que no cumplen con la estructura y codificación del CIU<sup>33</sup>.

En este sentido, cerca de 643 registros presuntamente no se encuentran dentro de la codificación que acredita la exención de tributo, definida en decreto 2860 de 2013 emitido por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, mediante el cual se determinó la exención de la contribución de solidaridad a los usuarios industriales cuya actividad económica principal se encuentre registrada en el Registro Único Tributario (RUT) en los códigos 011 a 360, 411 a 439 y 581 de la Resolución 139 de 2012, expedida por la UAE - Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN.

Así como de la exención de contribución de la que indica el Artículo 40 de la Ley 2068 de 2020 y Ley 2155 de 2021.

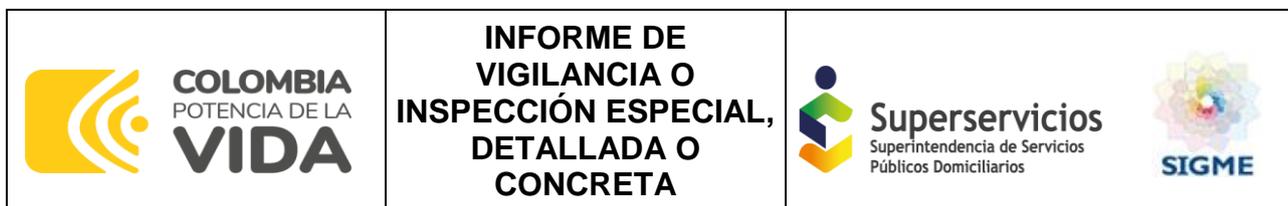
En este sentido, dada las asimetrías en la información reportada y la allegada por el prestador, así como presuntos incumplimientos en la codificación de las actividades económicas de los usuarios que están siendo exentos de contribución para las vigencias 2022 y 2023, el prestador deberá realizar las sustentaciones a lugar y proceder con la reversión de la información reportada en el SUI.

Así mismo, en el caso de presentar usuarios que no cumplan con la normatividad antes expuesta y que estén siendo acreedores de exención tributaria, el prestador deberá calcular el impacto financiero de las contribuciones dejadas de cobrar y efectuar los ajustes respectivos con el MME quien funge como el administrador del FSSRI, teniendo en cuenta su condición de agente recaudador de la contribución solidaria.

Es así como se procederá a ajustar la redacción del compromiso n.º 64 del acta de visita realizada a la empresa en mayo de 2023, toda vez que, aunque el prestador remitió la información solicitada para el usuario identificado con el NIU 21377239, al contrastar la

---

<sup>33</sup> Clasificación Industrial Internacional Uniforme



información del formato S6, (reportado extemporáneamente) y la remitida por el prestador, se presentan inconsistencias de fondo que deberán ser ajustadas.

### **Comentarios adicionales**

- Respecto a la revisión realizada sobre la identificación de usuarios en condición especial de distrito de riego, se encontró que se presentan diferencias entre la información allegada por el prestador y lo reportado en el SUI a través del formato **TC1. Inventario de Usuarios**, dado que al realizar la verificación de NIU de los beneficiarios de subsidio por condición de distrito de riego, se encuentra que para la vigencia 2022 existen 5 NIU que no se encuentran dentro de la información allegada por el prestador y para la vigencia 2023 esta misma situación se presenta para 29 registros que no se encuentran dentro de la información proporcionada por el prestador.
- De otra parte, se encuentra un (1) registro NIU presentado por el prestador para la vigencia 2023 que no se encuentra en la base de datos reportada en el SUI.

Ante estas diferencias presentadas, se requiere pronunciamiento por parte del prestador aclarando la presunta asimetría en la información reportada en el Sistema Único de Información SUI, (como canal oficial para el reporte de información de carácter supra institucional) y la empleada en su sistema comercial.

Este requerimiento se hace extensivo para todo el apartado relacionado con el FSSRI.

#### **5.11.2 Fondo de Energía Social - FOES.**

Por otro lado, en cumplimiento de las funciones de inspección, vigilancia y control asignadas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Superservicios, teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 6 del Decreto 111 de 2012, y con el fin de verificar la aplicación del beneficio del fondo de Energía Social - FOES en la facturación de los usuarios ubicados en las Áreas Especiales (BS, ARMD y ZDG), se realizó un análisis de la información que reportó la empresa en el marco de la integral, y lo que se encuentra reportado en los diferentes formatos del SUI para la información relacionada a FOES y las áreas especiales. Inicialmente es

importante resaltar que la empresa presta servicio en Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD), Zonas de Dificil Gestión (ZDG) y en Barrios Subnormales (BS).

Así mismo, los recursos que se le asignaron en 2022, 2023 y lo corrido de 2024 a la empresa se encuentran en las siguientes resoluciones mostradas en la Tabla 47:

**Tabla 47. Resoluciones de aplicación FOES 2022 - 2023**

Resolución MME	Fecha	Mes Consumo	FOES aprobado en \$/kWh
Res. 00718	1/04/2022	Cons Ene-22	\$ 59,53
Res. 00825	2/05/2022	Cons Feb-22	\$ 71,01
Res. 01008	9/06/2022	Cons Mar-22	\$ 67,79
Res. 01167	1/07/2022	Cons Abr-22	\$ 69,85
Res. 01273	26/07/2022	Cons May-22	\$ 68,41
Res. 01436	1/09/2022	Cons Jun-22	\$ 70,86
Res. 01529	27/09/2022	Cons Jul-22	\$ 70,42
Res. 01694	4/11/2022	Cons Ago-22	\$ 71,76
Res. 01838	5/12/2022	Cons Sep-22	\$ 24,29
Res. 00196	3/03/2023	Cons Oct-22	\$ 85,46
Res. 00275	30/03/2023	Cons Nov-22	\$ 87,88
Res. 00341	20/04/2023	Cons Dic-22	\$ 92,00
Res. 00481	31/05/2023	Cons Ene-23	\$ 92,00
Res. 00593	26/06/2023	Cons Feb-23	\$ 92,00
Res. 00745	31/07/2023	Cons Mar-23	\$ 92,00
Res. 00935	4/09/2023	Cons Abr-23	\$ 92,00
Res. 01059	29/09/2023	Cons May-23	\$ 92,00
Res. 01304	2/11/2023	Cons Jun-23	\$ 37,00
Res. 01493	27/11/2023	Cons Jul-23	\$ 37,00
Res. 01568	11/12/2023	Cons Ago-23	\$ 37,00
Res. 01573	11/12/2023	Cons Sep-23	\$ 37,00
Res. 01717	26/12/2023	Cons Oct-23	\$ 13,08
Res. 00170	23/02/2024	Cons Nov-23	\$ 74,24
Res. 00197	7/03/2024	Cons jul-23 y Sep 23	\$ 37,00
Res. 00390	3/05/2024	Cons Dic-23	\$ 71,90
Res. 00476	27/05/2024	Cons Ene-24	\$ 92,00

Fuente: Elaboración propia a partir de lo publicado por el MME a corte del 27/06/2024.

De lo anterior, se concluye que no se presentan giros pendientes para las anualidades 2022 y 2023 por concepto de FOES.

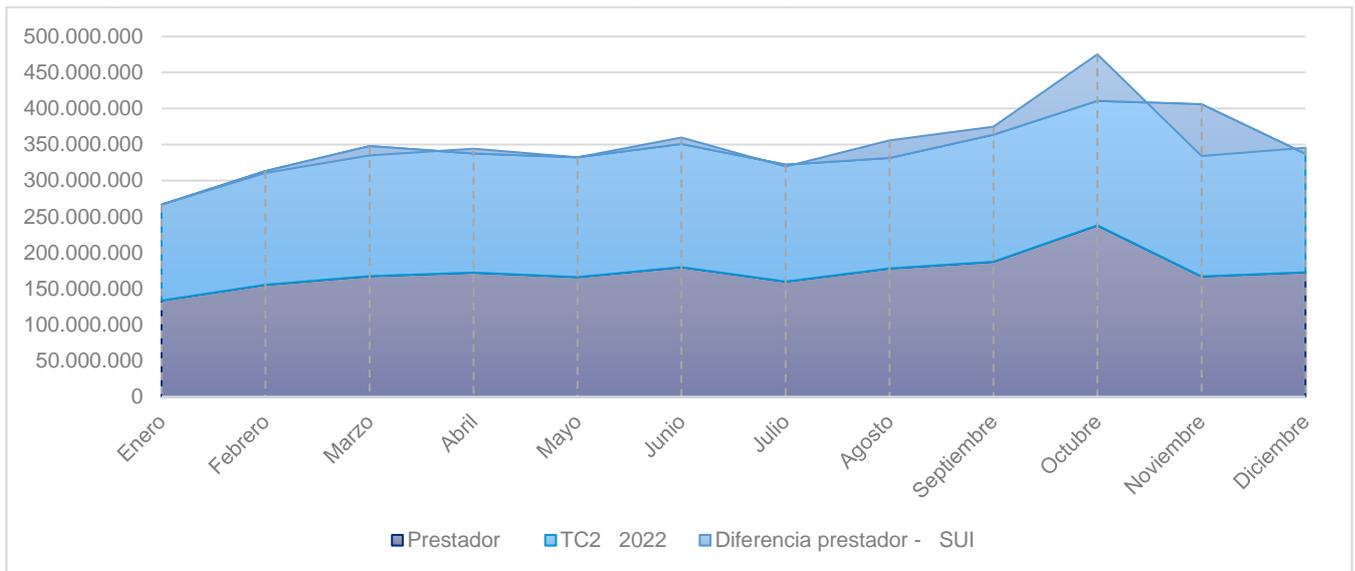
De otra parte, conforme a la información recibida, las áreas especiales tuvieron un consumo sujeto de FOES de 2.076.508.077 kWh en 2022, esta información varía respecto a lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, el cual tiene un total de 2.042.583.565 kWh, esta variación se presenta principalmente en los meses de noviembre y octubre de 2022, con una diferencia de -71.795.192 y 64.617.123 (siendo mayor lo reportado en el SUI, que la

información allegada) y para el mes de octubre la diferencia corresponde a 64.617.123 kWh, siendo mayor el valor allegado por el prestador que el reportado en el SUI.

Para el 2023, de conformidad con la información aportada, las áreas especiales tuvieron un consumo sujeto de FOES de 2.546.091.702 kWh frente a lo reportado en el SUI correspondiente a 2.318.722.233 kWh, siendo mayor la diferencia entre estas dos fuentes de información.

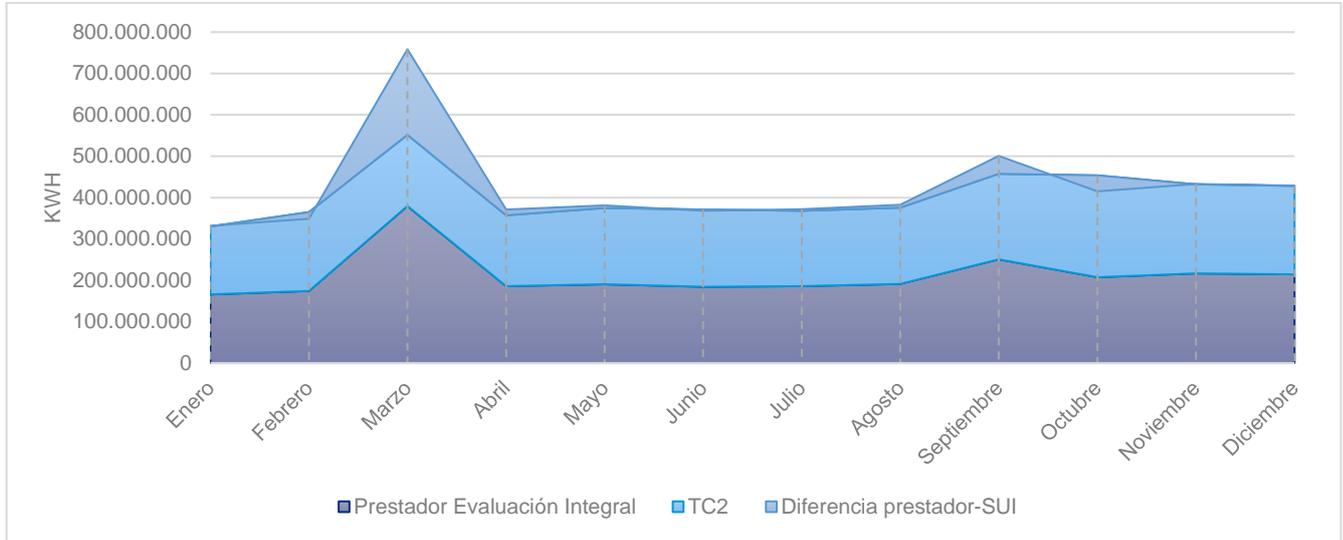
Situación que debe revisarse, toda vez que el mes con mayor diferencia corresponde a marzo con una diferencia de 206.958.405 kWh, respecto a lo reportado en el SUI. Esta información se puede apreciar en la Figura 52 y la Figura 53.

**Figura 52.** Consumos FOES enviados por AIR-E y Consumo FOES TC1 -TC2 2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

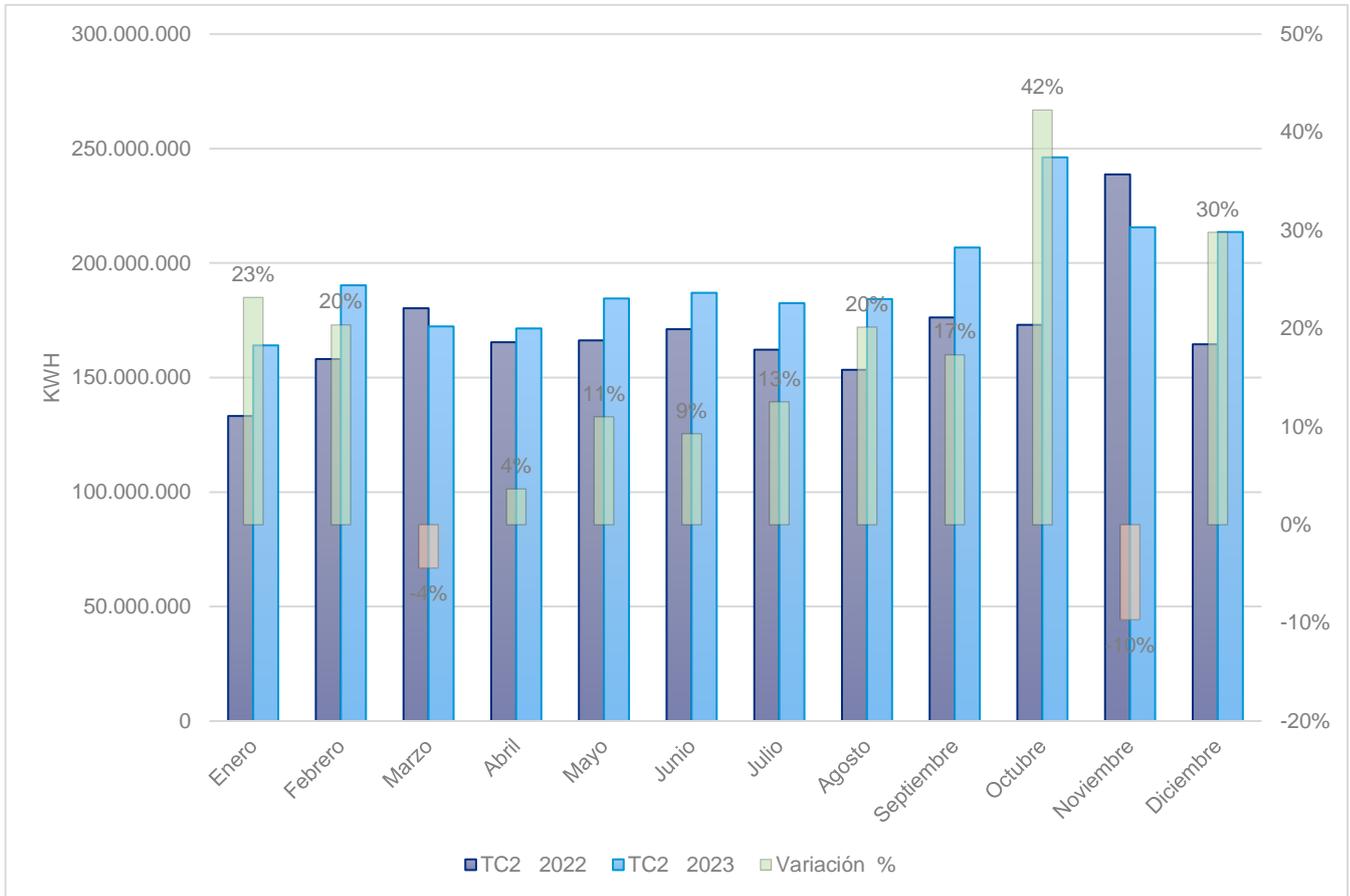
**Figura 53.** Consumos FOES enviados por AIR-E y Consumo FOES TC2 2023.



Fuente: Elaboración propia datos SUI – ESP.

La variación presentada de 2022 a 2023 respecto a lo indicado por el prestador mediante la información recibida, corresponde al 23% y frente a lo reportado en el SUI corresponde al 14%. Ver Figura 54, donde se grafican las diferencias porcentuales presentadas.

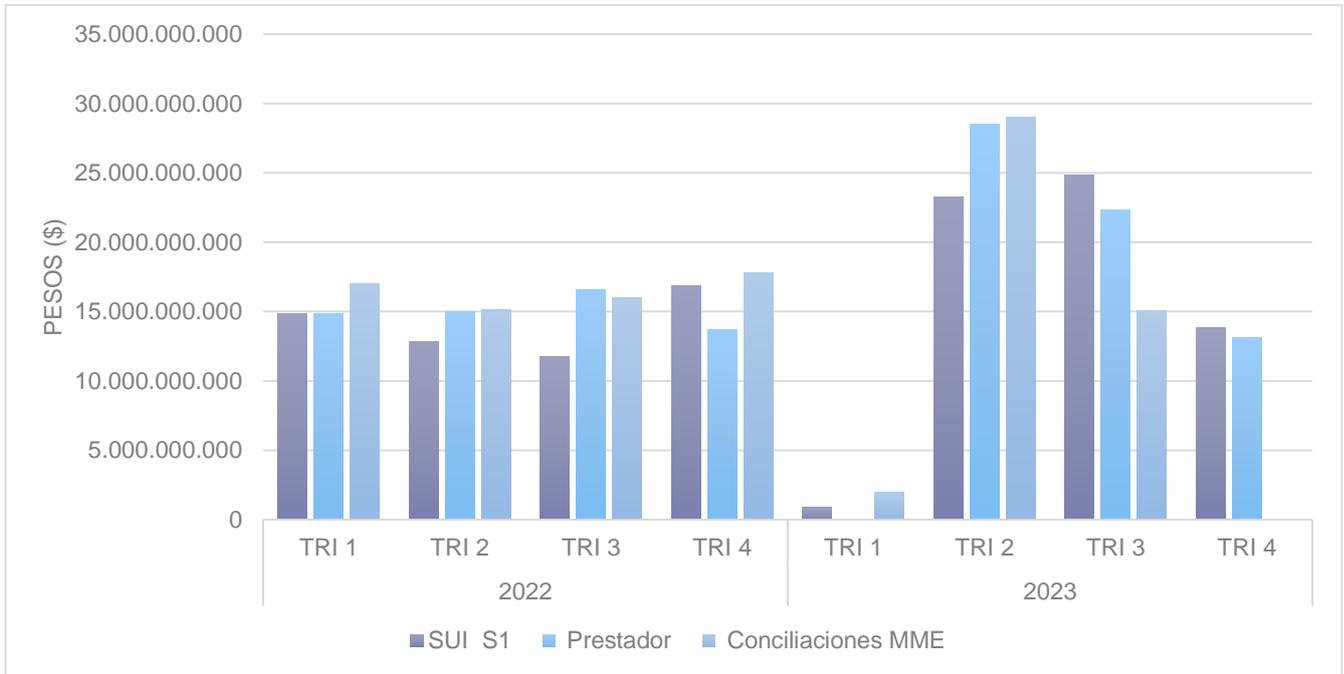
**Figura 54. Consumos FOES TC2 AIR-E 2022-2023.**



Fuente: Elaboración propia datos formato TC2 SUI – ESP.

Por otro lado, dentro de los aspectos más importantes en esta validación, está la aplicación que la empresa le ha dado a los recursos FOES que le asigna el Ministerio de Minas y Energía y que se muestra en la Figura 55.

**Figura 55. Comparación aplicación FOES 2022-2023 AIR-E – S1 SUI**

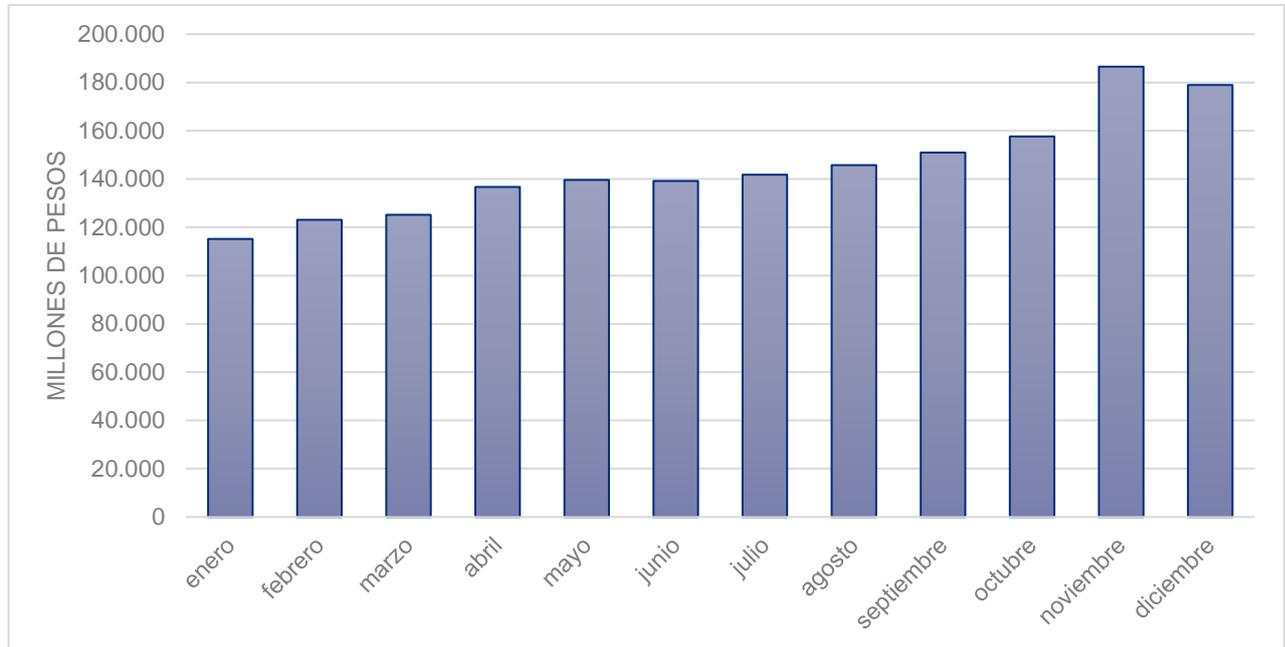


Fuente: Elaboración propia datos formato S1 SUI - ESP

En lo que respecta al FOES aplicado se tomó como referencia el reporte del formato S1, lo remitido por el prestador y la información de las conciliaciones del MME, encontrando un comportamiento estable durante la anualidad 2022; sin embargo, con variaciones entre las fuentes de información, siendo mayor los valores de FOES aplicado de las conciliaciones del MME para los trimestres 1 y 4.

En lo que respecta a la vigencia 2023, se encuentra que no se reportó información en el formato S1 sobre la variable “FOES Aplicado”, situación que deberá ser revisada por el prestador, dada la presunta inconsistencia de información. En lo que respecta a los demás meses de esta anualidad presentan variaciones marcadas entre cada una de las fuentes de información.

**Figura 56. Comparativo de facturación total – facturación FOES 2023.**



Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 – TC2 – ESP.

De igual forma, se observa en la Figura 56 que el valor facturado por concepto FOES tiene un comportamiento creciente siendo la facturación total FOES de \$ 1.740.334.996.172 en el año 2023, respecto a la información remitida con una diferencia frente a lo reportado en el SUI, como se muestra a continuación en la Tabla 48:

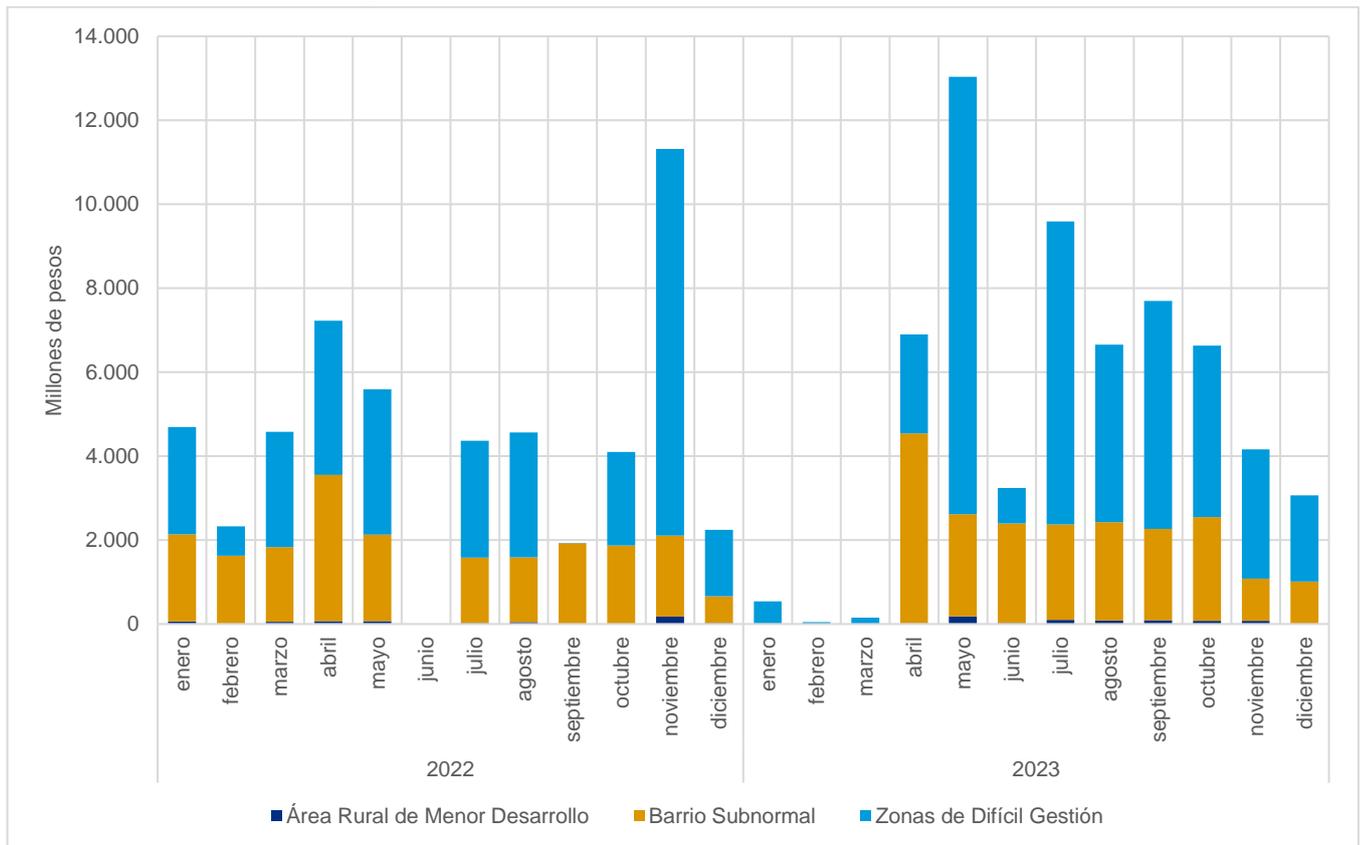
**Tabla 48. Diferencia de facturas emitidas FOES 2023 reportadas en el formato TC2- TC1-SUI y la información aportada por el prestador**

Información allegada por el prestador				Información reportada por el prestador			Prestador - SUI		
PERIODO	ARMD	BS	ZDG	Área Rural de Menor Desarrollo	BS	ZDG	Diferencia ARMD	Diferencia BS	Diferencia por área ZDG
1	6.594	170.385	398.134	6.594	159.909	398.058	-	- 10.476	- 76
2	6.842	159.796	409.671	6.842	159.795	409.692	-	- 1	21
3	6.848	170.863	413.947	6.848	164.415	413.871	-	- 6.448	- 76
4	6.903	169.991	416.225	6.903	163.521	416.154	-	- 6.470	- 71
5	6.923	170.796	417.212	6.923	164.308	417.234	-	- 6.488	22
6	6.840	171.158	419.948	6.841	164.677	419.975	1	- 6.481	27
7	6.888	171.055	424.444	6.889	154.689	424.472	1	- 16.366	28
8	6.995	172.334	428.491	6.996	155.930	398.263	1	- 16.404	- 30.228
9	7.036	171.865	428.479	7.036	143.620	428.510	-	- 28.245	31
10	7.038	172.051	427.410	7.038	165.563	427.444	-	- 6.488	34
11	7.046	172.113	429.076	7.046	165.625	429.107	-	- 6.488	31
12	7.061	172.048	429.968	7.061	165.540	430.001	-	- 6.508	33

Fuente: Elaboración propia datos formato S1SUI - ESP

Respecto a las facturas emitidas se observan diferencias en el mes de agosto respecto a las áreas especiales de Barrios Subnormales y Zonas de Difícil Gestión con relación a los demás meses, situación que requiere sustentación respecto a eventos que pudieran conllevar a un valor superior en la información aportada por el prestador con relación a lo reportado en el SUI.

**Figura 57. FOES Aplicado por Áreas Especiales.**



Fuente: Elaboración propia datos SUI formato TC2 – TC1 – ESP

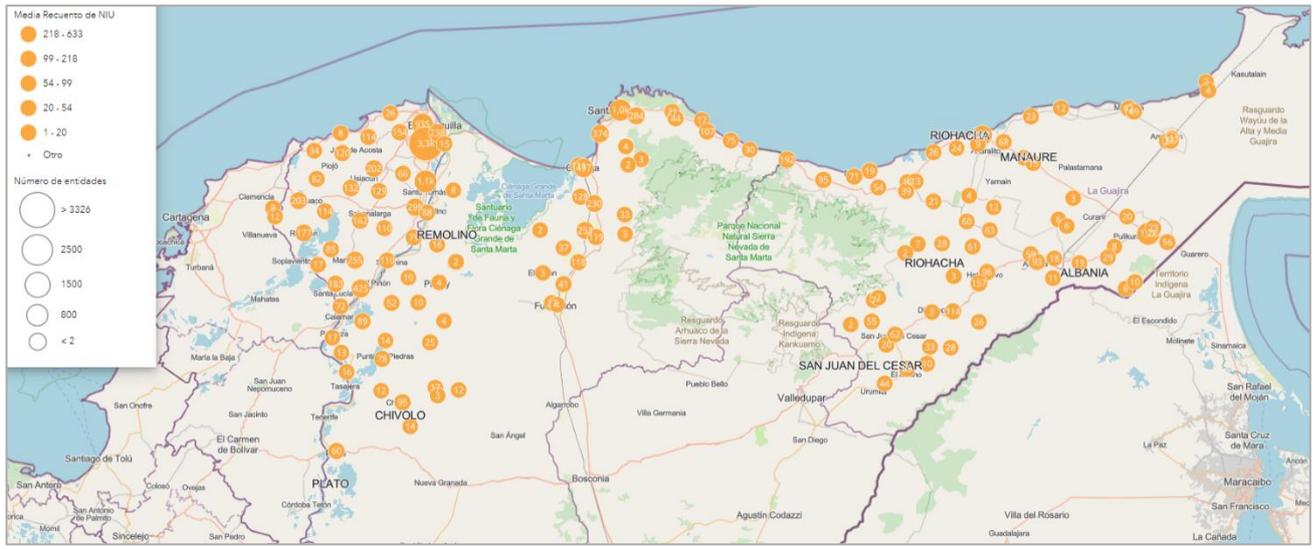
Para mayor grado de detalle se realizó la comparación entre las áreas especiales del prestador presentando la variación porcentual entre las anualidades 2022 frente a 2023 del 17%.

De acuerdo con la representación visual de la Figura 57, se denota que para el año 2022 en junio no se presenta reporte de las áreas especiales, respecto al 2023 en el primer trimestre, se genera una disminución en la aplicación FOES con relación al mismo periodo del año anterior.

De otra parte, continuando con el análisis, y como se mencionó anteriormente, la empresa cuenta con los tres tipos de áreas especiales: Área Rural de Menor Desarrollo, Zona de Difícil

Gestión y Barrios Subnormales los cuales se geoespacializan a continuación en la Figura 58, Figura 59 y Figura 60:

**Figura 58. Mapas Clustering Geoespacial por área especial – Formato TC1: Usuarios en Zonas de Difícil Gestión.**



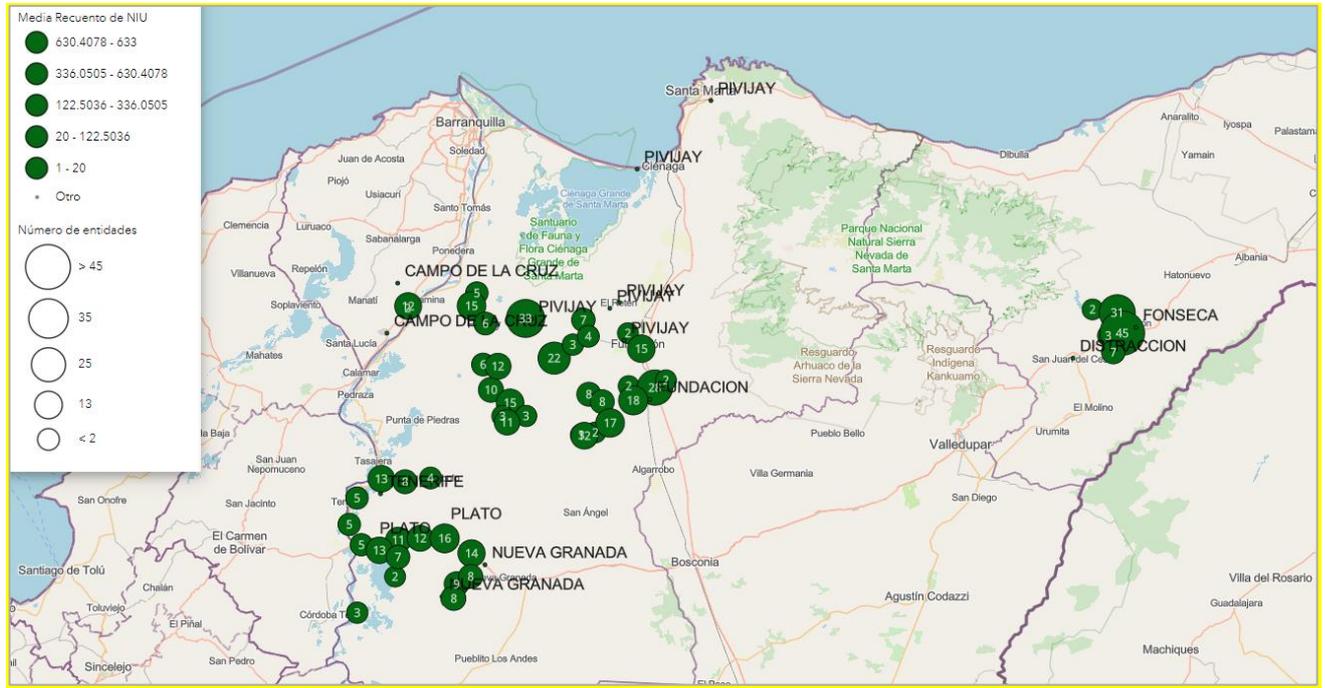
Fuente: Elaboración propia datos SUI – ESP.

**Figura 59. Barrios subnormales.**



Fuente: Elaboración propia datos SUI – ESP

**Figura 60. Área Rural de menor desarrollo.**

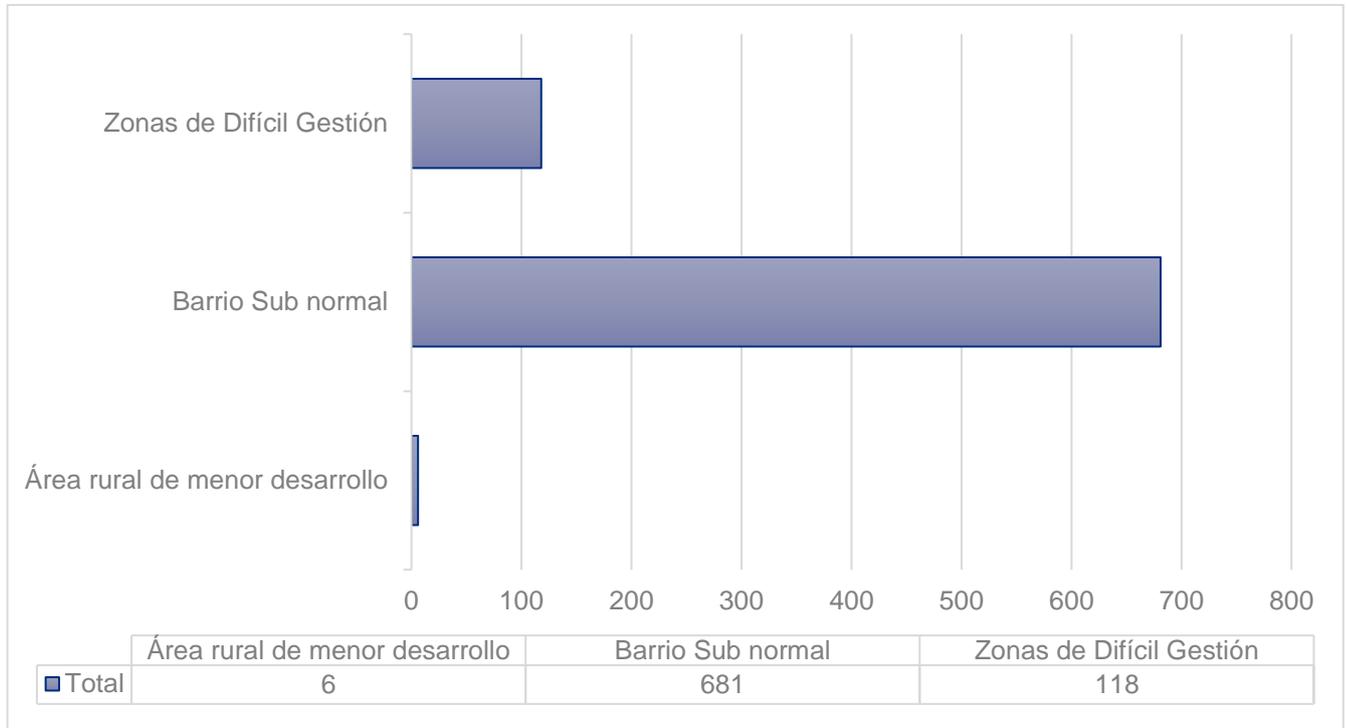


Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

El mapa presenta la ubicación georeferencial de usuarios, utilizando círculos de diferentes tamaños para indicar la densidad de usuarios en cada área. Las zonas con mayor densidad se agrupan para facilitar la identificación de áreas críticas, permitiendo una gestión más eficiente de los recursos en regiones con desafíos específicos.

La cantidad de áreas especiales corresponden a las indicadas en la Figura 61:

**Figura 61.** Cantidad Áreas Especiales atendidas por AIR-E SAS ESP Formato TC1.



Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

Además, es relevante considerar que la mayoría de los territorios atendidos por AIR-E SAS ESP, corresponden a municipios con climas cálidos, situados a altitudes inferiores a 1000 metros sobre el nivel del mar. En estas áreas, se establece un límite de consumo eléctrico subvencionado de 173 kWh para ARMD y de 184 kWh para BS, por mes para cubrir las necesidades básicas. En otras palabras, este es el tope de kilovatios que los hogares pueden consumir al mes con tarifas subsidiadas, ya que cualquier excedente de consumo sobre este límite será facturado a la tarifa plena.

No obstante lo anterior, se encontró respecto al valor del consumo de subsistencia de los usuarios receptores de FOES para la vigencia 2022 y 2023, por mes. Si bien, se encuentra que el prestador enmarca el consumo de subsistencia conforme a lo establecido en Resolución UPME 355 de 2004, al revisar la información disponible en el formato TC2 y TC1, se encuentra inconsistencias en 47 NIU, para el periodo de (feb 2022 al nov 2023). Estas diferencias se relacionan a continuación:

- Estrato (1 y 2) con relación en campo 16 Consumo de subsistencia se está reportando la opción No. 5 correspondiente a: "Cuando se refiere a usuarios 4, 5, 6, y no residenciales", situación que requiere ser sustentada.
- Al verificar la variable: "21 Altitud (usuario)" del TC1, se evidencia que no se ha dado cumplimiento a lo establecido en la Resolución SSPD 12515 del 2021 en lo que reza: *"Para el primer año de vigencia de la presente resolución, el porcentaje de georreferenciación debe ser del 60 % y en el segundo año la totalidad de usuarios"*, puesto que a 357.799 usuarios no se les ha identificado información de altitud, esto repercute en la validación de usuarios sujetos a FOES en el SUI; sin embargo, dicha situación no repercute en la aplicación de los usuarios sujetos a FOES.

## 5.12 Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de AIR-E al Sistema Único de Información – SUI.

### 5.12.1. Inscripción y actualización RUPS

El prestador AIR-E SAS ESP realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 2024148307430196 del 09 de enero del 2024 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 23 de abril de 2020.
- Fecha de inicio de operaciones: 06 de mayo de 2020.
- NIT: 901380930 – 2
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas (Ver **Tabla 49**):

**Tabla 49** Registro actividades RUPS

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Comercialización	01/10/2020	-
Energía	Generación	28/10/2021	-
Energía	Distribución	01/10/2020	-

Fuente: Registro Único de Prestadores (RUPS)

Conforme a lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018, el prestador ha venido certificando año a año las correspondientes actualizaciones del Registro Único de Prestadores (RUPS).

### 5.12.2. Cargue y Calidad de Información

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 11 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la Tabla 50.

**Tabla 50** *Porcentaje de cargue*

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
48307	AIR-E SAS ESP	2023	451	1	14	97%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 14/06/2024.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la **Tabla 50**, el prestador, para la vigencia 2023, tiene 14 formatos pendientes, los cuales corresponden a: 13 Formatos Comerciales (S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo. – Mensual, Formulario FC2. Patrimonio Técnico Transaccional CROM – Mensual, FORMULARIO FC4. Conceptos Financieros - Mensual) y 1 Formatos Técnicos (FORMULARIO PR4. Pérdidas Reconocidas con Opción de Plan de Reducción de Pérdidas CREG 015 - Anual). Cabe destacar que para las vigencias anteriores al 2023, el prestador cuenta con 27 formatos pendientes, los cuales durante el transcurso de esta integral fue revisados en compañía del prestador.

En la reunión efectuada con el prestador, del tópico de calidad de información, quedó como compromiso, solicitar al equipo SUI la inhabilitación de los formatos que para la vigencia analizada se encuentran duplicados o no le aplica al prestador, así mismo la habilitación de los formatos con los respectivos soportes para realizar dicha solicitud.

Para los demás formatos, el prestador manifestó que, se pondría al día con el cargue de la información en el SUI antes del 30 de mayo de 2024; verificando el estado de cargue se evidencia que el prestador ha cumplido con los compromisos y se encuentra en la corrección de los formatos pendientes, aunque existen aún varios formatos pendientes.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SU del año 2023 se pudo constatar que AIR-E presentó el 72 % de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes (**Tabla 51**).

**Tabla 51. Oportunidad en el cargue**

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	132	334
Porcentaje %	28 %	72 %

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 14/06/2024.

En cuanto a reversiones, durante 2023 la empresa AIR-E solicitó las relacionadas en la **Tabla 52**.

**Tabla 52. Formatos Reversados**

Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Periodo	Fecha de ejecución
2023	PR9. Índices Anuales de Cálculos de Perdidas	1	7/03/2023
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	6	7/03/2023
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	7	7/03/2023
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	8	7/03/2023
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	9	7/03/2023
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	10	7/03/2023
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	11	7/03/2023
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	12	7/03/2023
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	1	7/03/2023
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2	7/03/2023
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	3	7/03/2023
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	4	7/03/2023
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	5	7/03/2023
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	10	7/03/2023
2023	PI1. Inventario Planes	6	7/03/2023
2023	TC2. Facturación de Usuarios	10	10/05/2023
2023	TC2. Facturación de Usuarios	12	10/05/2023
2023	TC2. Facturación de Usuarios	1	10/05/2023
2023	TC2. Facturación de Usuarios	5	10/05/2023
2023	PI2. Planes Seguimiento	1	10/05/2023
2023	TC2. Facturación de Usuarios	6	1/08/2023
2023	TC2. Facturación de Usuarios	7	1/08/2023

Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Periodo	Fecha de ejecución
2023	TC2. Facturación de Usuarios	8	1/08/2023
2023	TC2. Facturación de Usuarios	9	1/08/2023
2023	TC2. Facturación de Usuarios	10	1/08/2023
2023	TC2. Facturación de Usuarios	11	1/08/2023
2023	TC2. Facturación de Usuarios	2	1/08/2023
2023	TC2. Facturación de Usuarios	3	1/08/2023
2023	TC2. Facturación de Usuarios	4	1/08/2023
2023	TC1. Inventario de Usuarios	12	1/08/2023
2023	PI3. Inventario Proyectos	1	13/09/2023
2023	TC2. Facturación de Usuarios	6	22/11/2023
2023	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	4	21/11/2023
2023	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	6	21/11/2023
2023	TT8. Solicitud de Conexión	5	21/11/2023
2023	TT8. Solicitud de Conexión	6	21/11/2023

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 14/06/2023.

Cabe destacar, que verificando la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley 1955 de 2019, que establece:

«(...)

*Artículo 15. Funciones de la Superintendencia. Modifíquese el numeral 8 y adiciónense los numerales 34, 35 y 36 al artículo 79 de la Ley 142 de 1994, así:*

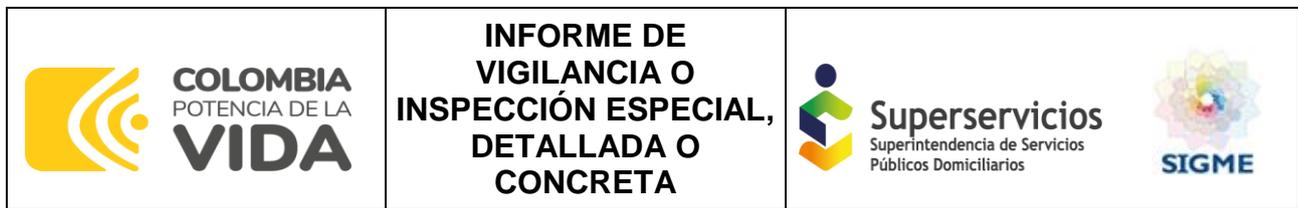
*8. Solicitar documentos, inclusive contables y financieros, a los prestadores, entidades públicas, privadas o mixtas, auditores externos, interventores o supervisores y privados, entre otros, que tengan información relacionada con la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Adicionalmente, practicar las visitas, inspecciones y pruebas que sean necesarias para el cumplimiento de sus funciones, en la oportunidad fijada por la Superintendencia.*

*34. Sancionar a los prestadores de servicios públicos y vigilados, auditores externos y otras entidades con naturaleza pública, privada o mixta, que tengan información relacionada con los servicios públicos domiciliarios, cuando no atiendan de manera oportuna y adecuada las solicitudes y requerimientos que la Superintendencia realice en ejercicio de sus funciones*

(...))»

Verificado la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en la Resolución No. SSPD - 20172000188755 de 2017:

«(...)



*Fecha límite para reporte: La información será reportada trimestralmente a más tardar el último día del mes siguiente al trimestre a reportar. Lo anterior para cada uno de los formatos y formularios establecidos.*

(...))»

De acuerdo a lo antes mencionado, el prestador incumple, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información reportada en el SUI de los formatos habilitados al prestador (61.75% fuera de términos) y establecidos las fechas límites de cargue en los lineamientos de la Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021.

Ahora bien, es necesario tener en cuenta la cantidad total de solicitudes de reversiones del prestador para el año 2022 (36 reversiones) de las cuales 17 Reversiones son del Tópico Comercial y de Gestión y las otras 19 reversiones hacen referencia a los formatos Técnico operativo de la resolución antes mencionada.

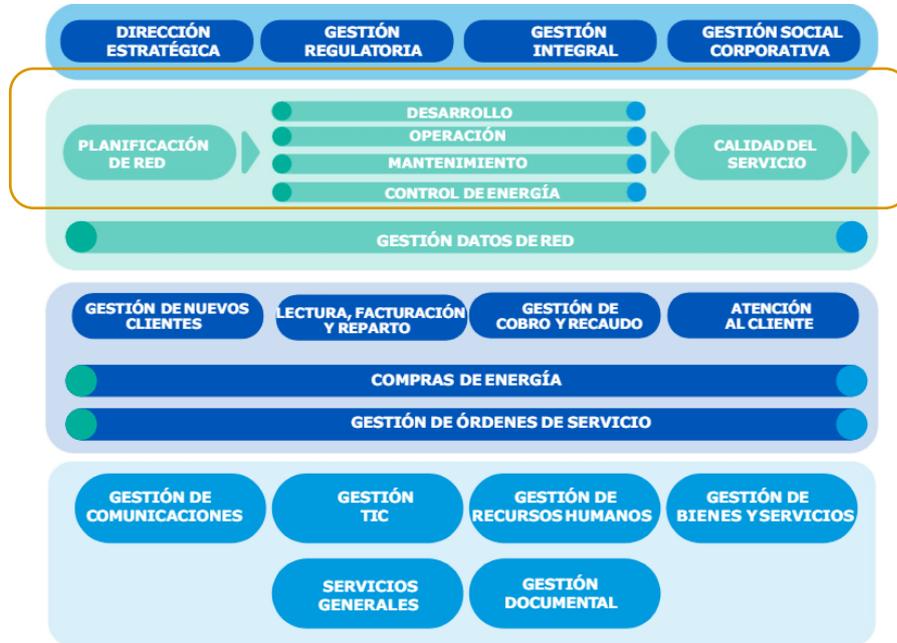
### **5.13 Aspectos Técnicos Operativos**

Se realiza la revisión de los aspectos técnicos iniciando por una breve descripción de la empresa enfocada al tema técnico que corresponde a esta sección.

#### **5.13.1 Diagrama de proceso**

AIR-E SAS ESP presenta su modelo de procesos, evidenciando que dentro de los macroprocesos de planificación de red, no solo se encuentran especificados los procesos de operación, mantenimiento y calidad del servicio, sino que también el de control de red, tal como se muestran en la Figura 62.

Figura 62. Diagrama de procesos AIR-E SAS ESP

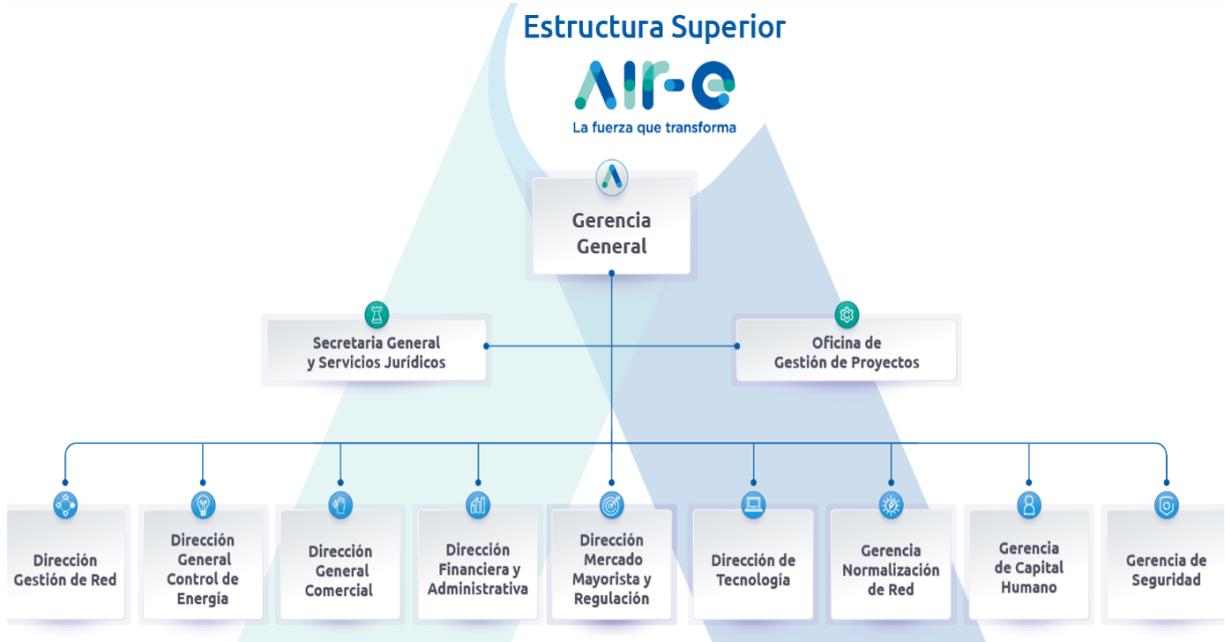


Fuente: AIR-E SAS ESP

### 5.13.2 Estructura organizacional de la Empresa

La estructura administrativa al interior de AIR-E SAS ESP se encuentra en cabeza del Gerente General, de quien dependen los “altos ejecutivos”, que son los colaboradores que se encuentran en la estructura de primer nivel, estos a su vez están asociados a 6 Direcciones, 3 Gerencias, la Secretaría General y Servicios Jurídicos y la Oficinas de Gestión de Proyectos. Ver Figura 63.

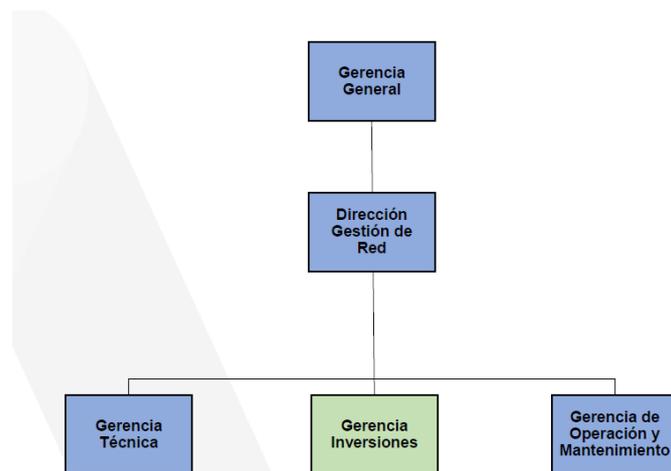
Figura 63. Estructura administrativa AIR-E SAS ESP



Fuente: AIR-E SAS ESP

A nivel de la Dirección de Gestión de Red, existen tres (3) gerencias que lideran los procesos técnicos al interior de AIR-E SAS ESP, como son las gerencias: Técnica, Inversiones y Operación y Mantenimiento. Ver Figura 64

Figura 64. Estructura detallada de la Dirección Gestión de Red



Fuente: AIR-E SAS ESP

### 5.13.3 Descripción de la infraestructura del Sistema de Distribución Local (SDL)

A continuación, se describe de forma detallada la distribución y conformación del sistema eléctrico del SDL de AIR-E SA ESP en los departamentos donde presta el servicio de energía eléctrica.

#### **5.13.4 Sistema de Distribución Local (SDL):**

**Sistema eléctrico de AIR-E en el departamento de Atlántico:** Está conformado por la subestación de Las Flores con una capacidad de transformación 110/34,5 kV de 100 MVA que alimenta mediante un circuito radial a nivel de 34,5 kV, la subestación Puerta de Oro, y mediante dos (2) circuitos a nivel de 34,5 kV a la subestación Riomar, la cual, a su vez se interconecta mediante dos (2) circuitos a nivel de 34,5 kV con la subestación Silencio que tiene una capacidad de transformación 110/34,5 kV de 140 MVA conformando así un anillo a nivel de 34,5 kV entre estas subestaciones.

Adicionalmente, se cuenta con otro anillo a nivel de 34,5 kV entre las subestaciones El Rio, Rio Magdalena y La Unión, alimentado por transformadores de 110/34,5 kV, uno en la subestación El Rio y otro en la subestación La Unión.

Está la subestación Malambo con una capacidad de transformación a nivel de 34,5 kV de 40 MVA que alimenta mediante un circuito radial a nivel de 34,5 kV a la subestación Sabanagrande.

Igualmente, la subestación Sabanalarga que cuenta con una capacidad de transformación a nivel de 34,5 kV de 60 MVA, alimenta por circuitos 34,5kV independientes, las subestaciones de Arroyo de Piedra, Manatí y Ponedera; así mismo, las subestaciones de Arroyo de Piedra y Rotinet se interconectan por medio de un circuito radial a 34,5 kV, y un circuito radial a nivel de 34,5 kV las subestaciones Manatí y Campo de la Cruz.

Por último, se encuentra la subestación Baranoa con una capacidad de transformación a nivel de 34,5 kV de 35 MVA, la cual alimenta a través de un circuito radial a 34,5 kV la subestación Juan de Acosta, la cual a su vez se interconecta a través de un circuito radial a 34,5 kV con la subestación Santa Verónica.

A continuación, se relacionan los transformadores que atienden la demanda a nivel de 13,8 kV de cada una de las subestaciones mencionadas anteriormente (Ver *Tabla 53*):

**Tabla 53.** *Demanda atendida por subestación a nivel 13,8 kV – Atlántico*

Subestación	Cantidad de Transformadores	Capacidad MVA Nivel 13,8 kV
Riomar	2	78,3
Las Flores	2	67,15
Puerta de Oro	1	30
Silencio	3	103,51
Centro	2	100
Caracolí	2	60
Oasis	2	100
El Río	3	96
Magdalena	1	39,15
La Unión	3	150
Cordialidad	2	110
Veinte de Julio	3	130
Nueva Barranquilla	2	75
Norte	2	60
Juan Mina	1	20
Malambo	2	80
Sabanagrande	1	30
Baranoa	1	35
Sabanalarga	1	30
Arroyo de Piedra	1	12,5
Rotinet	1	5
Juan de Acosta	1	6,5
Santa Verónica	2	9
Manatí	1	4,3
Campo de la Cruz	2	16,5
Ponedera	1	8

Fuente: AIR-E SAS ESP

Sistema que, si bien tiende a ser enmallado, lo cual ayuda a la confiabilidad del servicio brindado a los usuarios, aún tiene algunos nodos eléctricos en condición de radialidad.

**Sistema eléctrico de AIR-E en el departamento de La Guajira:** Está conformado por la subestación Cuestecitas con una capacidad de transformación 110/34,5 kV de 25 MVA, el cual alimenta mediante un circuito radial a 34,5 kV la subestación Hato Nuevo y un circuito radial 34,5 kV entre las subestaciones Hato Nuevo y Barrancas.

Adicionalmente, se cuenta con la subestación Riohacha que tiene una capacidad de transformación 110/34,5 kV de 20 MVA, la cual alimenta mediante un circuito radial 34,5 kV a la

subestación Camarones, adicionalmente la subestación Riohacha alimenta de manera radial a nivel de 34,5 kV las subestaciones Ballenas, Manaure y Uribí.

Finalmente, se encuentra la subestación Termoguajira con una capacidad de transformación 220/34,5 kV de 20 MVA.

A continuación, en la *Tabla 54* se relacionan los transformadores que atienden la demanda a nivel de 13,2 kV de cada una de las subestaciones mencionadas anteriormente, así como a otras no indicadas:

**Tabla 54.** *Demanda atendida por subestación a nivel 13,8 kV – La Guajira*

Subestación	Cantidad de Transformadores	Capacidad MVA Nivel 13,8 kV
Uribia	2	13
Manaure	1	8
Ballenas	1	1
Maicao	2	55
Camarones	1	4
Riohacha	3	75
Cuestecitas	1	9,3
Termoguajira	1	7,9
Hato Nuevo	2	13
Barrancas	2	12
Fonseca	2	26,6
Villanueva	2	14
San Juan	2	21

Fuente: AIR-E SAS ESP

**Sistema eléctrico de AIR-E en el departamento de Magdalena:** Está conformado por las subestaciones Santa Marta con una capacidad de transformación a nivel de 34,5kV de 90 MVA, que alimenta a su vez mediante dos (2) circuitos a nivel 34,5 kV a la subestación Bonda.

También se cuenta con la subestación Río Córdoba que tiene una capacidad de transformación a nivel de 34,5 kV de 21 MVA, la cual alimenta mediante dos (2) circuitos de 34,5 kV a la subestación Zawady y un circuito de 34,5 kV a la subestación Aeropuerto.

De igual manera, está la subestación Gaira con una capacidad de transformación a nivel de 34,5 kV de 30 MVA que alimenta mediante un circuito de 34,5 kV a la subestación Aeropuerto.

Se cuenta con la subestación Fundación con una capacidad de transformación a nivel de 34,5 kV de 37 MVA que alimenta mediante dos (2) circuitos a nivel de 34,5kV a la subestación

Aracataca; un doble circuito 34,5kV entre las subestaciones Aracataca y Guacamayal y un circuito radial 34,5 kV entre las subestaciones Aracataca y El Retén.

Adicionalmente, se cuenta con la subestación Plato, alimentada desde la subestación Zambrano a través de un circuito radial a nivel de 34,5 kV (propiedad de AFINIA) y la subestación Plato alimenta mediante un circuito radial de 34,5 kV a la subestación Real del Obispo.

Finalmente, se encuentra la subestación Salamina con una capacidad de transformación a nivel de 34,5 kV de 30 MVA, la cual alimenta por un circuito radial a nivel de 34,5 kV a la subestación de Remolino y mediante un circuito radial a nivel de 34,5 kV a las subestaciones de Campo Alegre, La Retirada y Pivijay.

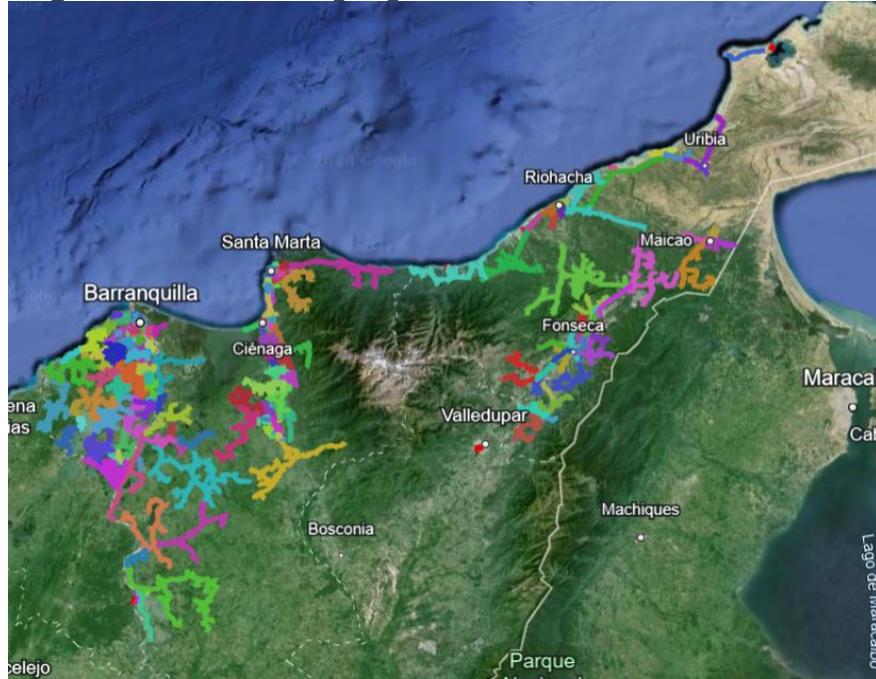
A continuación, en la Tabla 55 se relacionan los transformadores que atienden la demanda a nivel de 13,2 kV de cada una de las subestaciones que hacen parte del sistema eléctrico en el mencionado departamento, dentro de las que se encuentran, las mencionadas anteriormente:

**Tabla 55.** *Demanda atendida por subestación a nivel 13,8 kV – Magdalena*

Subestación	Cantidad de Transformadores	Capacidad MVA Nivel 13,6 kV
Aeropuerto	2	27,5
Gaira	2	50
Zawady	2	25
Libertador	2	60
Manzanares	2	60
Ciénaga	2	100
Río Córdoba	1	15
Guacamayal	1	12,5
El Retén	1	6,5
Aracataca	1	12,5
Fundación	2	30
Santa Marta	2	70
Bonda	2	25
Plato	2	25
Real del Obispo	1	12,5
Pivijay	1	8
La Retirada	1	1
Campo Alegre	1	10
Salamina	1	10
Remolino	1	6,25

Fuente: AIR-E SAS ESP

**Figura 65.** Ubicación geográfica de la infraestructura AIR-E



Fuente: AIR-E SAS ESP

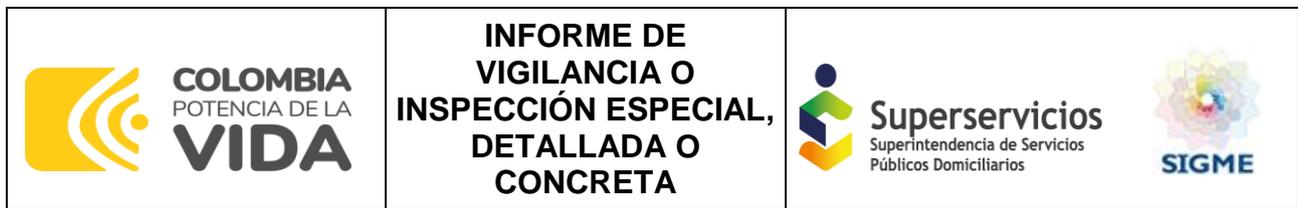
De la *Figura 65*, se puede observar que si bien en los centros urbanos se nota una amplia expansión y concentración de redes, existen áreas, principalmente en el sector rural donde el sistema de AIR-E SAS ESP tiene un marcado factor de dispersión de sus redes eléctricas.

### 5.13.5 Subestaciones asociadas al SDL

El sistema eléctrico de AIR-E SAS ESP cuenta con 31 subestaciones distribuidas en diferentes puntos estratégicos en los departamentos de Atlántico, La Guajira y Magdalena, con las cuales atiende la demanda total del sistema eléctrico. A continuación, se enlistan las subestaciones asociadas al SDL:

**Subestación Aeropuerto:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 2 celdas de transformación, 5 celdas de línea, 1 celda de servicios auxiliares y 2 transformadores de potencia.

**Subestación Aracataca:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo de barraje sencillo, 2 celdas de transformación, 8 celdas de línea y 1 transformador de potencia.



**Subestación Arroyo de Piedra:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 2 celdas de transformación, 4 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

**Subestación Ballenas:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 1 celda de transformación, 2 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

**Subestación Barrancas:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 3 celdas de transformación, 5 celdas de línea y 2 transformadores de potencia.

**Subestación Bonda:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 4 celdas de transformación, 5 celdas de línea y 2 transformadores de potencia.

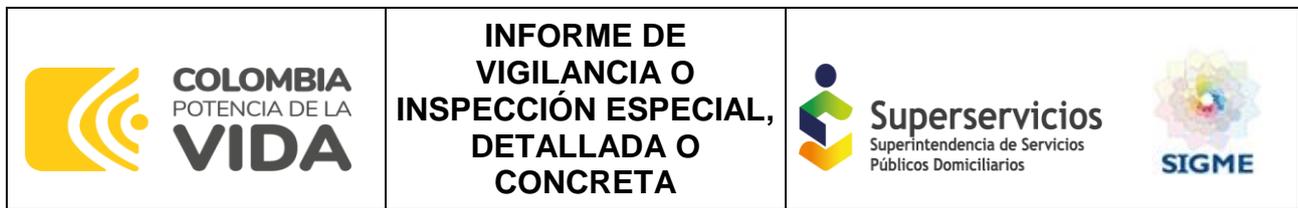
**Subestación Camarones:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 1 celda de transformación, 3 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

**Subestación Campo Alegre:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 1 celda de transformación, 2 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

**Subestación Campo De La Cruz:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 1 celda de transformación, 4 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

**Subestación El Reten:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 2 celdas de transformación, 3 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

**Subestación Fonseca:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 4 celdas de transformación, 5 celdas de línea, 1 celda de acoplamiento, 1 celda de condensadores, 1 celda de servicios auxiliares y 2 transformadores de potencia.



**Subestación Guacamaya:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 2 celdas de transformación, 6 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

**Subestación Hato Nuevo:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 4 celdas de transformación, 4 celdas de línea, 3 celdas de medida y 2 transformadores de potencia.

**Subestación Juan De Acosta:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 2 celdas de transformación, 5 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

**Subestación La Retirada:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 2 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

**Subestación Manati:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 2 celdas de transformación, 5 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

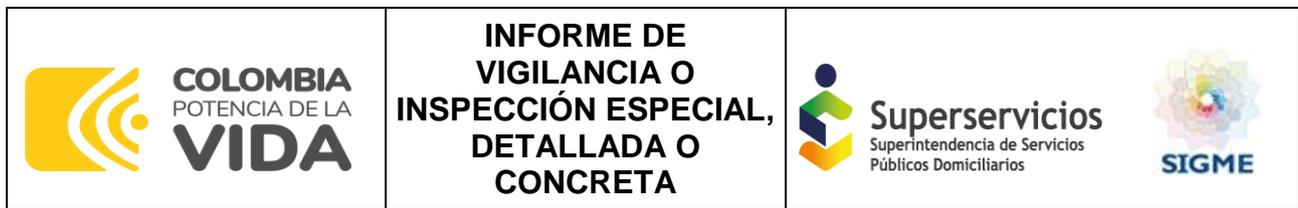
**Subestación Manaure:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 2 celdas de transformación, 5 celdas de línea, 1 celda de condensadores, 1 celda de servicios auxiliares y 1 transformador de potencia.

**Subestación Pivijay:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 2 celdas de transformación, 3 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

**Subestación Plato:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 4 celdas de transformación, 5 celdas de línea, 1 celda de acoplamiento, 1 celda de servicios auxiliares y 2 transformadores de potencia.

**Subestación Ponedera:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 2 celdas de transformación, 4 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

**Subestación Puerta de Oro:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 2 celdas de transformación, 6 celdas de línea, 1 celda de servicios auxiliares y 1 transformador de potencia.



**Subestación Real del Obispo:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 1 celda de transformación, 4 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

**Subestación Remolino:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 2 celdas de transformación, 3 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

**Subestación Riomar:** Remolino: Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 4 celdas de transformación, 16 celdas de línea, 2 celdas de acoplamiento, 2 celdas de servicios auxiliares y 2 transformadores de potencia.

**Subestación Rotinet:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 2 celdas de transformación, 3 celdas de línea y 1 transformador de potencia.

**Subestación Sabanagrande:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 1 celda de transformación, 4 celdas de línea, 1 transformador de potencia.

**Subestación Santa Verónica:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 1 celda de transformación, 3 celdas de línea, 1 celda de servicios auxiliares y 1 transformador de potencia.

**Subestación Termoguajira:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 1 celda de acoplamiento, 1 celda de servicios auxiliares, 3 celdas de transformación, 1 celda de línea y 3 transformadores de potencia.

**Subestación Uribia:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 4 celdas de transformación, 3 celdas de línea y 2 transformadores de potencia.

**Subestación Villanueva:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 1 celda de transformación, 5 celdas de línea, 1 celda de condensadores, 1 celda de servicios auxiliares y 2 transformadores de potencia.

**Subestación Zawady:** Subestación a nivel de tensión 34.5 - 13.8 kV, conformada por barraje tipo sencillo, 4 celdas de transformación, 7 celdas de línea, 2 celdas de acoplamiento, 1 celda de servicios auxiliares y 2 transformadores de potencia.

### 5.13.6 Transformadores de distribución

AIR-E SAS ESP tiene la administración, operación y mantenimiento de 10.806,98 km de red e los niveles de tensión 2 y 3 (ver *Tabla 56*), a las que tiene conectados 40.537 transformadores de distribución distribuidos a lo largo de su mercado de comercialización, en las que atiende 1.218.579 suscriptores. El detalle por capacidad y propiedad de los transformadores que opera se muestra en la *Tabla 57*.

**Tabla 56.** Longitud de circuitos y cantidad de usuarios según nivel de tensión AIR-E SAS ESP.

Nivel de tensión	Cantidad de usuarios	Longitud (km)
2	1 217 819	9 992,83
3	760	814,15
<b>Total</b>	<b>1 218 579</b>	<b>10 806,98</b>

Fuente: AIR-E SAS ESP

**Tabla 57.** Cantidad de transformadores por año de puesta en servicio AIR-E SAS ESP

Año de puesta en servicio	Número de transformadores
1963	56
1969	81
1972	33
1977	5
1978	29
1983	149
1985	132
1988	116
1990	23
1994	7
1997	97
1998	28
1999	27
2000	72
2001	11713
2002	2690
2003	553
2004	634
2005	383
2006	1524
2007	1264
2008	1016
2009	531
2010	552
2011	664
2012	699
2013	579
2014	954

Año de puesta en servicio	Número de transformadores
2015	601
2016	916
2017	604
2018	760
2019	1.535
2020	1.781
2021	3.775
2022	4.136
2023	1.818
<b>Total general</b>	<b>40.537</b>

Fuente: AIR-E SAS ESP

Durante los años de operación de AIR-E SAS ESP (2021, 2022 y 2023), se han presentado condiciones operativas en las que han quedado fuera de operación múltiples transformadores de distribución (Ver *Tabla 58*, *Tabla 59* y *Tabla 60*), lo que ha conllevado la afectación de usuarios a lo largo de su mercado.

**Tabla 58.** Transformadores fuera de servicio por capacidad y usuarios afectados 2021 AIR-E SAS ESP.

Capacidad Transformadores (kVA)	Número de transformadores afectados	Número de usuarios afectados
37,5	1	36
50	2	232
112,5	1	79
<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>347</b>

Fuente: AIR-E SAS ESP

**Tabla 59.** Transformadores fuera de servicio por capacidad y usuarios afectados 2022 AIR-E SAS ESP.

Capacidad Transformadores (kVA)	Número de transformadores afectados	Número de usuarios afectados
2,5	3	90
10	8	41
15	19	178
25	88	2090
30	8	52
37,5	85	2765
45	6	143
50	288	13839
75	286	17401
100	5	330
112,5	9	693
113	1	124
450	1	1
1500	1	14
<b>Total</b>	<b>808</b>	<b>37.761</b>

Fuente: AIR-E SAS ESP

**Tabla 60.** Transformadores fuera de servicio por capacidad y usuarios afectados 2023 AIR-E SAS ESP.

Capacidad Transformadores (kVA)	Número de transformadores afectados	Número de usuarios afectados
2,5	3	123
10	13	151
15	16	97
25	116	2.908
30	3	77
37,5	93	2.914
45	8	74
50	379	18.705
75	333	18.420
100	6	317
112,5	11	667
113	1	7
150	4	33
225	1	1
450	1	9
750	1	14
<b>Total</b>	<b>989</b>	<b>44.517</b>

Fuente: AIR-E SAS ESP

### 5.13.7 Centro de control de AIR-E SAS ESP – Centro Local de Distribución (CLD)

AIR-E SAS ESP cuenta con dos centros de control, desde donde se realiza la coordinación, operación y ejecución de las maniobras tanto en el Sistema de Transmisión Nacional y Regional (STN-STR) como en el Sistema de Distribución Local (SDL) de manera segura, confiable y eficaz, cumpliendo con los criterios y procedimientos operativos y con la regulación vigente. El centro de control (CLD) principal se encuentra ubicado la ciudad de Barranquilla en inmediaciones de la Subestación eléctrica Oasis. El segundo centro local de distribución (alternativo), el cual soporta la operación ante contingencias del CLD principal, se encuentra ubicado igualmente en la ciudad de Barranquilla, dentro de una de las áreas propiedad de esta empresa. Ver **Figura 66**

**Cobertura y Personal:** La operación es realizada por turnos dando una cobertura de 24 horas los 7 días de la semana durante todo el año, teniendo en cuenta los departamentos de Atlántico, Magdalena y La Guajira. Para lo cual se cuenta con el siguiente recurso asignado al CLD:

- Un (1) Responsable (Coordinador del Centro de Control).
- Siete (7) Ingenieros (jefes de turno operación CLD), que son los encargados de la operación tanto de actividades Programadas como No Programadas del STR y STN; por lo tanto, son responsables de la coordinación de maniobras con el Centro Nacional de Despacho (CND)
- Dieciséis (16) Técnicos de Operación CLD; para la atención de trabajos imprevistos (No Programados) del Sistema de Distribución Local (SDL).
- Quince (15) Técnicos de Operación CLD; para la atención de trabajos Programados del Sistema de Distribución Local (SDL).

**Infraestructura Tecnológica:** Para soportar la operación en tiempo real, el CLD dispone de un grupo de herramientas informáticas como apoyo a la gestión de la supervisión y coordinación de la operación del sistema eléctrico, tendientes a garantizar una operación segura, confiable y oportuna, así:

- SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition): Sistema de supervisión y control en tiempo real. Actualmente Air-e cuenta con un sistema SCADA Spectrum Power 7 v2.30 sp2 de SIEMENS.
- SGI: Sistema de Gestión de Incidencias.
- SIPREM: Herramientas de movilidad, para la gestión de trabajos no programados (averías reportadas por los usuarios).
- MGC/MGD Módulo de Gestión de Consignaciones y Descargos: para la gestión de Trabajos Programados sobre la red.
- Sistema de Comunicaciones Telefónicas: la cual permite la grabación de las llamadas salientes y entrantes que se realicen entre el Centro de Control y las diferentes áreas operativas de la empresa, incluyendo las líneas de conexión “Punto a Punto” (comunicación directa) que existe entre el Centro de Control de Air-e con los centros de control del CND, Transelca y Afinia con los cuales se intercambian instrucciones de operación.

**Comunicación con otros Centros de Control:** Actualmente para estar en permanente contacto y supervisión de activos de otras agentes que tienen inherencia en la red donde opera

Air-e, se cuenta con dos enlaces ICCP, uno con XM y otro con Transelca, estos enlaces tienen canales redundantes para garantizar la disponibilidad.

**Figura 66.** Registro fotográfico CLD Principal – AIR-E SAS ESP.



Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

### 5.13.8 Calidad del servicio en el Sistema de Distribución Local (SDL) - Continuidad

Antes de presentar resultados en términos de calidad del servicio para AIR-E SAS ESP, es importante precisar algunos conceptos sobre la actualidad regulatoria que este tema considera. La metodología regulatoria de evaluación de la calidad del servicio de energía eléctrica se establece en la Resolución CREG 015 de 2018, cuya aplicación inició en enero de 2019, sin embargo, para la empresa AIR-E SAS ESP el primer año del periodo tarifario inició en el año 2021 y el último año del periodo tarifario será el año 2025. La evaluación de la calidad se fundamenta principalmente en el seguimiento a los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI<sup>34</sup>) e indicadores de calidad individual (DIU y FIU<sup>35</sup>), que representan el tiempo de

<sup>34</sup> SAIDI: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en horas al año.  
SAIFI: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en cantidad al año.

<sup>35</sup> DIU: Duración total acumulada en horas de los eventos percibidos por un usuario, conectado a un nivel de tensión específico y que pertenece a un grupo de calidad, en un periodo de doce meses.  
FIU: Número total acumulado de eventos percibidos por un usuario, conectado a un nivel de tensión específico y que pertenece a un grupo de calidad, en un periodo de doce meses.

indisponibilidad y la cantidad de interrupciones del servicio que se generan en todo el mercado de comercialización de los prestadores y de forma individual para cada usuario, respectivamente.

Con base en estos indicadores, la regulación establece el esquema de incentivos y compensaciones, los cuales, en el caso de la calidad media representa estímulos positivos o negativos en los cargos de distribución a las empresas que suministran el servicio de energía eléctrica de acuerdo con el comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI, o beneficios monetarios para los usuarios en sus facturas en el caso de la calidad individual. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en el marco de sus funciones, realiza el monitoreo de estos indicadores y vigila que se encuentren dentro de los límites definidos por la regulación vigente.

Dado lo anterior, la CREG, mediante la Resolución CREG 024 de 2020 «Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E estableció los indicadores de referencia y las metas de calidad del servicio media e individual con las cuales se evalúa la calidad del servicio para el mercado de comercialización de AIR-E SAS ESP. En la **Tabla 61**, *Tabla 62* y *Tabla 63* se presentan los valores calculados por la CREG para AIR-E SAS ESP, respecto a las metas de calidad media del servicio.

**Tabla 61.** *Indicadores de referencia de calidad media – AIR-E SAS ESP*

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	115,430
SAIFI_Rj	Veces	92,648

Fuente: CREG 024 de 2020 – Elaboración DTGE

**Tabla 62.** *Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas.*

Año	Año del periodo tarifario	SAIDI_M <sub>j,t</sub>	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2021	t=1	106,195	105,664	106,726
2022	t=2	97,700	97,211	98,188
2023	t=3	89,884	89,434	90,333
2024	t=4	82,693	82,280	83,107
2025	t=5	76,078	75,697	76,458

Fuente: CREG 024 de 2020 – Elaboración DTGE

**Tabla 63.** *Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces.*

Año	Año del periodo tarifario	SAIFI_M <sub>j,t</sub>	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2021	t=1	85,236	84,810	85,662
2022	t=2	78,417	78,025	78,809
2023	t=3	72,144	71,783	72,504
2024	t=4	66,372	66,040	66,704
2025	t=5	61,062	60,757	61,368

Fuente: CREG 024 de 2020 – Elaboración DTGE

Así mismo, la CREG mediante la Resolución CREG 024 de 2020, estableció los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos por grupo de calidad<sup>36</sup> (DIUG - FIUG) para los usuarios del mercado de comercialización de AIR-E SAS ESP. En la **Tabla 64. DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas – AIR-E SAS ESP. Tabla 64 y Tabla 65**, se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos y en la **Tabla 66 y Tabla 67**, se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos, por lo anterior, los usuarios del mercado de comercialización de AIR-E SAS ESP no deberán superar dichos indicadores en una ventana móvil de un año o podrán ser sujetos de compensación por calidad individual.

**Tabla 64. DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas – AIR-E SAS ESP.**

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	111,08	136,03	277,71
Riesgo 2	110,65	164,76	360,00
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 024 de 2020 – Elaboración DTGE

**Tabla 65. DIUG nivel de tensión 1, horas – AIR-E SAS ESP.**

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	128,30	191,82	332,44
Riesgo 2	164,78	251,39	360,00
Riesgo 3	-	-	360,00

Fuente: CREG 024 de 2020 – Elaboración DTGE

**Tabla 66. FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces – AIR-E SAS ESP.**

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	124	126	341

<sup>36</sup> Los grupos de calidad se establecen en la Resolución CREG 015 de 2018, con base en el nivel de ruralidad, niveles de riesgo de falla y niveles de tensión. Los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual por grupo de calidad (DIUG y FIUG) son diferentes para todos los OR, y se establecen en cada resolución particular de aprobación de los cargos de la actividad de distribución.

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 2	122	141	360
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 024 de 2020 – Elaboración DTGE

**Tabla 67.** *FIUG nivel de tensión 1, veces – AIR-E SAS ESP.*

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	130	134	258
Riesgo 2	134	192	344
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 024 de 2020 – Elaboración DTGE

### 5.13.9 Calidad Media del servicio de energía eléctrica

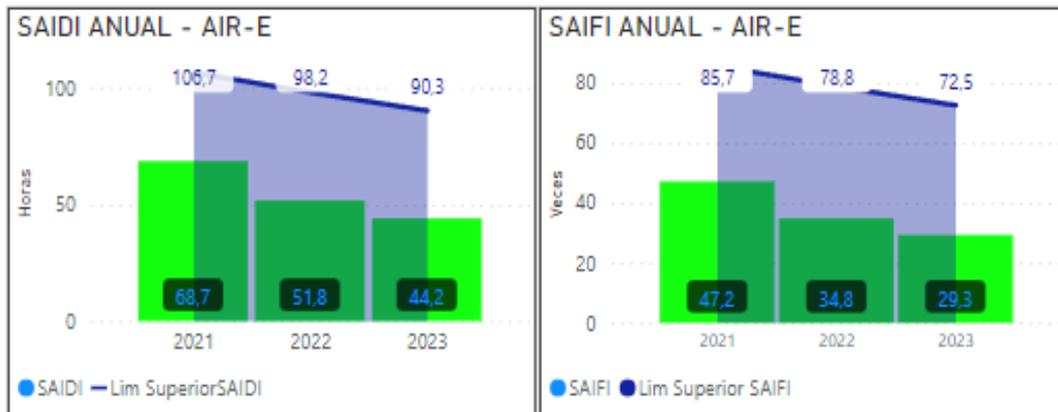
Respecto a lo mencionado, la evolución de la calidad media del servicio de energía eléctrica para el mercado de comercialización de AIR-E SAS ESP, desde el año 2021 al 2023, se comportó de la siguiente manera:

- Para el año 2021 AIR-E SAS ESP **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2022 AIR-E SAS ESP **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2022 AIR-E SAS ESP **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.

En la

Figura 67 se presenta de manera gráfica la evolución de los indicadores de calidad media del mercado de comercialización de AIR-E SAS ESP, donde se evidencia una mejora continua en la calidad del servicio.

**Figura 67.** *Evolución Indicadores de Calidad Media mercado AIR-E SAS ESP.*



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

### 5.13.10 Calidad Individual del servicio de energía eléctrica

En el marco de la evaluación integral se solicitó al prestador la información de compensación individual a usuarios para el año 2023 por sobrepasar los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual establecidos en la Resolución particular CREG 024 de 2020, referenciados en la *Tabla 68*, donde, según lo informado por AIR-E SAS ESP para el año 2023, se compensaron 69.067.058 COP.

**Tabla 68.** *Compensación Calidad individual por DIU y FIU 2023, SUI vs AIR-E SAS ESP.*

Año	Mes	Usuarios Compensados AIR-E	Compensado Total AIR-E (Cop)
2023	1	389	2.944.612
2023	2	473	5.588.023
2023	3	326	3.772.773
2023	4	687	8.235.488
2023	5	844	7.175.721
2023	6	1.052	7.247.916
2023	7	561	3.861.117
2023	8	1.133	6.801.623
2023	9	1.867	10.214.973
2023	10	2.322	13.220.466
2023	11	0	0
2023	12	1	4.346
-	-	<b>Total</b>	<b>69.067.058</b>

Fuente: SUI y AIR-E SAS ESP – Elaboración DTGE

### 5.13.11 DIU y FIU > 360 [horas, veces]

En la *Tabla 69*, se presenta la cantidad de incumplimientos<sup>37</sup> por DIU mayor a 360 horas durante los años 2021, 2022 y 2023, Así mismo, se presenta la cantidad de usuarios afectados, donde, para el año 2022 se presentaron 19.263 incumplimientos que corresponde a un incremento del 61,62% respecto al año 2021 y en el año 2023 se presentó una disminución del 92,8% en el número de incumplimientos por DIU mayor a 360 horas respecto al año 2022.

Respecto al número de usuarios afectados para el año 2022 se tuvo 4.714 usuarios, que equivalen a un 0,4% del total de usuarios del mercado de AIR-E SAS ESP a diciembre de 2022 y para el año 2023 se tuvo 283 usuarios afectados, lo que equivale al 0,024% del total de usuarios del mercado de AIR-E SAS ESP a diciembre de 2023.

Dado lo anterior, es importante mencionar que según lo dispuesto en el numeral 5,2 ítem b, de la Resolución CREG 015 de 2018, los prestadores deben abstenerse de «*tener al menos un usuario cuyo DIU o FIU es mayor a 360 horas o 360 veces, según corresponda*» para poder cumplir con la obligación prevista en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 «*Concepto de falla en la prestación del servicio*».

**Tabla 69.** *Incumplimientos DIU>360 horas - usuarios afectados 2021 a 2023 – AIR-E SAS ESP.*

Año	Incumplimientos (DIU>360)	Usuarios Afectados
2021	11.919	4.779
2022	19.263	4.714
2023	1.538	283

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

### 5.13.12 Diferencias en el cálculo de los indicadores de calidad media XM VS SUI

La Resolución CREG 015 del 2018 en el anexo general numeral 5.2.11.3.5 Informe del LAC, indica que en caso de existir diferencias entre los cálculos del LAC y del OR, el OR debe identificarlas y justificarlas.

<sup>37</sup> Un incumplimiento se contabiliza cada vez que el DIU y/o FIU supera las 360 horas o veces, sin importar si ocurrió varias veces al mismo suscriptor o usuario en el año.

En este contexto, AIR-E SAS ESP remitió a la Superintendencia el informe explicativo de las diferencias existentes, reportadas por la empresa al SUI respecto de los cálculos de indicadores SAIDI-SAIFI comparadas con la información realizada por XM.

En dicho informe, menciona que las principales causas por las cuales se presentan diferencias mínimas en los cálculos, se deben a que los formatos CS1 y CS2 se deben certificar desde el día primero (1) hasta el día quince (15) del mes siguiente del año correspondiente al reporte, y los Formatos TC1 desde el día primero (1) hasta el día dieciocho (18) del mes siguiente del año correspondiente al reporte, y sucede que normalmente las empresas certifican el último día o un día antes, debido a lo anterior, los indicadores del formato CS1 y CS2 se calculan con información preliminar del formato TC1, y los datos que publica el LAC los realiza con la información certificada, este hecho hace que se presenten pequeñas diferencias en los cálculos de los indicadores.

En conclusión, las diferencias parecen radicar en los cálculos radican en los tiempos en los que se reporta la información, dado que son momentos diferentes.

Las diferencias en los valores de los indicadores de calidad media reportados al SUI respecto a los calculados por XM, se muestran en la *Tabla 70*.

**Tabla 70. Indicadores de calidad media OR - XM.**

Periodo	SAIDI OR	SAIDI XM	SAIFI OR	SAIFI XM
ene-23	2,6	2,61	1,92	1,94
feb-23	2,98	2,96	2,41	2,42
mar-23	2,68	2,68	2,64	2,67
abr-23	2,63	2,62	2,49	2,49
may-23	2,6	2,65	2,32	2,38
jun-23	4,12	4,13	2,81	2,84
jul-23	3,36	3,36	2,64	2,66
ago-23	8,24	8,05	3,43	3,22
sep-23	5,4	5,35	2,88	2,91
oct-23	2,64	2,62	2,03	2,04
nov-23	3,37	3,35	1,96	1,98
dic-23	3,54	3,52	1,78	1,75

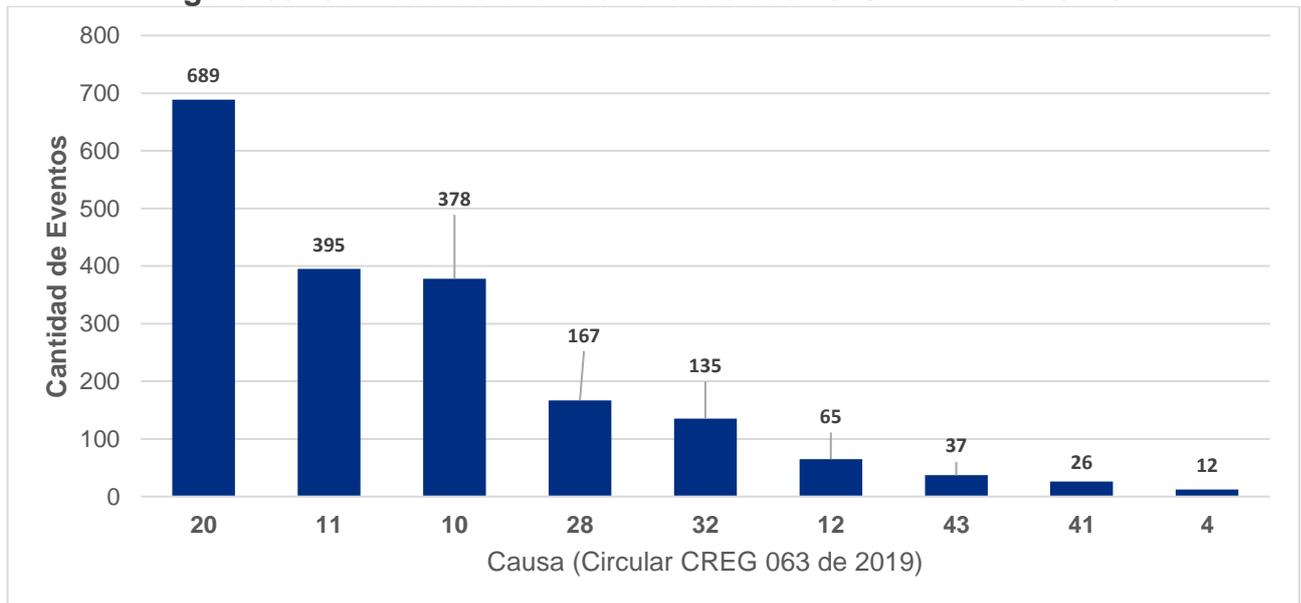
Fuente: AIR-E SAS ESP – Elaboración DTGE

### 5.13.13 Interrupciones en el SDL

AIR-E SAS ESP debe reportar en la plataforma INDICA, administrada por el LAC de XM SA ESP, todas las interrupciones que se presentaron en su sistema de distribución local (SDL) con el detalle de las causas que las ocasionaron para determinar si son excluibles o no, de acuerdo con lo descrito en el numeral 5.2.2, de la Resolución CREG 015 de 2018. Información, que fue consultada por la SSPD con el fin de presentar el siguiente análisis:

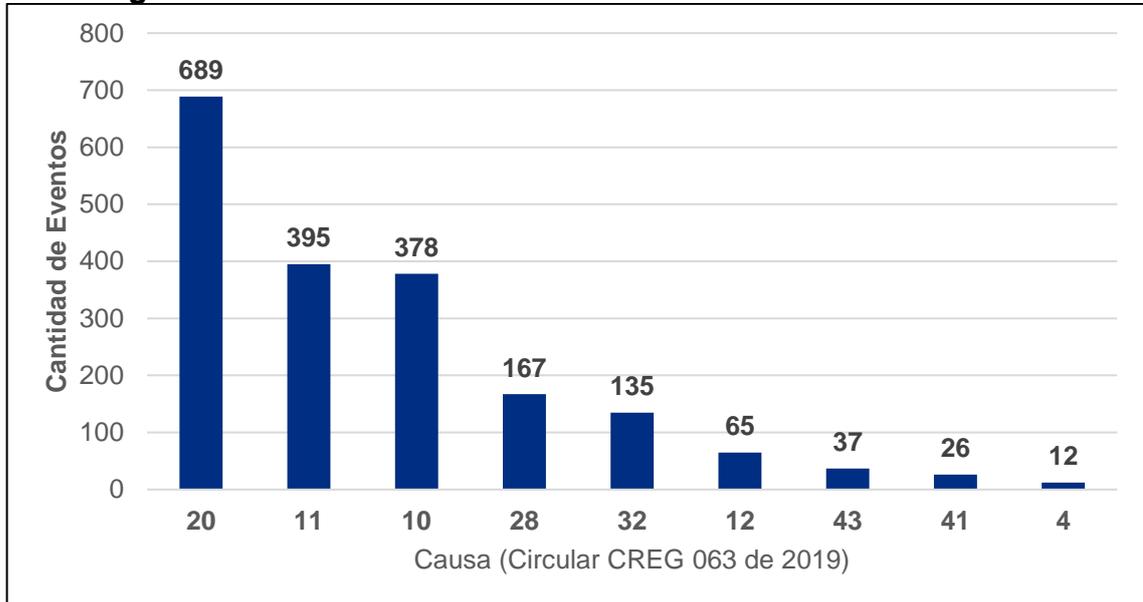
AIR-E SAS ESP, para el año 2023 reportó al INDICA 77 336 interrupciones al servicio de energía, de las cuales 75 432 se presentaron por causas no excluidas (ver **Figura 68**. Cantidad de eventos no excluidos 2023 – AIR-E SAS ESP. **Figura 68**) y 1.904 por causas excluidas (ver **Figura 69**).

**Figura 68.** Cantidad de eventos no excluidos 2023 – AIR-E SAS ESP.



Fuente: INDICA – LAC

**Figura 69.** Cantidad de eventos excluidos 2023 – AIR-E SAS ESP.



Fuente: INDICA – LAC

De lo anterior, con el fin de evaluar si AIR-E SAS ESP está cumpliendo con la correcta exclusión de eventos, se solicitó al prestador presentar los soportes de exclusiones de todos los eventos reportados con las causales 10 «Plan anual de trabajos de reposición o modernización de subestaciones - TRMS», 17 «Actos de terrorismo», 28 «Catástrofes naturales», 41 «Seguridad ciudadana» y 45 «Interrupciones para enfrentar situaciones de riesgo de la vida humana» que fueron excluidos durante el año 2023, en donde se pudo evidenciar que muchos de los soportes para excluir eventos principalmente de las causas 28 presentan documentos que no están acorde con lo dispuesto en el numeral 5.2.2 EXCLUSIÓN DE EVENTOS de la Resolución CREG 015 de 2018, razón por la cual, a continuación se menciona parte de la respuesta emitida por la CREG a la solicitud de aclaración respecto a exclusión de eventos realizada por ASOCODIS mediante radicado CREG S2022002666, donde la CREG aclara lo siguiente:

*«Dado que la regulación exige el “soporte dado por autoridad competente”, se entiende que el OR, si bien puede clasificar el evento dentro del plazo establecido para el reporte, deberá contar con la certificación respectiva al momento de la verificación o, en su defecto, la documentación que demuestre que la solicitud de expedición de este soporte se encuentra en trámite por parte*

de la autoridad competente. Con esto, aclaramos que esta Comisión entiende que, por tanto, este será un trámite que deberá realizar con posterioridad al reporte, pero que deberá estar documentado, para la verificación de que trata el numeral 5.2.12 y para la revisión que realice la SSPD dentro de sus competencias.

(...)

Así mismo, entendemos que para el caso de un acto de terrorismo la documentación que demuestra que el OR ha tramitado la solicitud del soporte por esta causa corresponderá a la denuncia radicada por el presunto delito de terrorismo, mientras se obtiene la sentencia condenatoria en donde se declare que se presentó un acto de terrorismo en la zona en la que se encuentran los activos afectados por el evento. Así, la denuncia interpuesta por el representante legal o judicial del OR, mientras la autoridad competente resuelve la solicitud del OR, será suficiente para demostrar que el soporte respectivo se encuentra en trámite.

Es importante aclarar que la Comisión entiende que se consideran válidos los **soportes dados por la autoridad competente, o los documentos de trámite que demuestren la solicitud de la expedición de este soporte, en los que se indique textualmente que se trata de una catástrofe natural debida a erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremoto, maremoto, huracán, ciclón y/o tornado, o, en el caso de un acto de terrorismo, que indique textualmente que se declaró o se denunció un acto de terrorismo.**

Adicionalmente, se entiende que la documentación de soporte, para que sea válida, deberá contener **información suficiente para verificar el nexo de causalidad entre el evento ocurrido en los activos del sistema y la situación excluida según los literales g) y h), esto es, que identifique las circunstancias de modo, tiempo y lugar que permitan relacionar el evento con la causa de exclusión a soportar.**» *Negrita fuera de texto.*

Condición que, de no ser aclarada correctamente, podría traer consigo variaciones en el cálculo de los indicadores de calidad del prestador evaluado.

Adicional a lo anterior, en revisión de la información de interrupciones extraída del INDICA mediante consulta FTP dispuesto por el LAC, en cuanto a eventos y sus correspondientes causales, esta Superintendencia encontró diferencias entre los eventos reportados por el OR y los eventos consultados al LAC. Adicionalmente, cabe resaltar que muchos de los soportes de eventos con causal 28 reportados por la empresa a la Superintendencia en el marco de la evaluación integral, no mencionan dentro de la certificación emitida por autoridad competente que se trate de una **Catástrofe natural**, de acuerdo como lo establece la Resolución 015 de 2018 y en detalle el concepto aclaratorio S2022002666 emitido por la CREG. A continuación, se relaciona Tabla 71 una muestra de eventos remitidos por la empresa evidenciando que la certificación que contienen los soportes no corresponde a lo establecido en la Resolución 015 de 2018 para la exclusión de eventos:

**Tabla 71. Muestra de eventos remitidos por la empresa.**

ID Evento	Código Causal	Soporte
4868403	28	El soporte enviado por el OR en extensión .xlsx, menciona que se trata de catástrofe natural y actos de terrorismo, sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural
4863373	28	El soporte enviado por el OR en extensión .xlsx, menciona que se trata de catástrofe natural y actos de terrorismo, sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural
4863492	28	El soporte enviado por el OR en extensión .xlsx, menciona que se trata de catástrofe natural y actos de terrorismo, sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural
4871038	28	La hora de inicio del evento se encuentra antes de la hora que certificó la entidad competente
4871765	28	El soporte enviado por el OR en extensión .xlsx, menciona que se trata de catástrofe natural y actos de terrorismo, sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural
4896731	28	El soporte enviado por el OR en extensión .xlsx, menciona que se trata de catástrofe natural y actos de terrorismo, sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural
4874840	28	El soporte enviado por el OR en extensión .xlsx, menciona que se trata de catástrofe natural y actos de terrorismo, sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural

ID Evento	Código Causal	Soporte
4901572	28	El soporte enviado por el OR en extensión .xlsx, menciona que se trata de catástrofe natural y actos de terrorismo, sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural
4955573	28	El soporte enviado por el OR en extensión .xlsx, menciona que se trata de catástrofe natural y actos de terrorismo, sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural
5009569	28	El soporte enviado por el OR en extensión .xlsx, menciona que se trata de catástrofe natural y actos de terrorismo, sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural
5034409	28	El soporte enviado por el OR en extensión .xlsx, menciona que se trata de catástrofe natural y actos de terrorismo, sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural

Fuente: Información de eventos remitida por AIR-E SAS ESP

Por lo expuesto, la SSPD solicita a la empresa remitir nuevamente todos los soportes de los eventos excluidos con causal 28 «Catástrofes Naturales» y causal 10 «Trabajos de reposición o modernización en subestaciones» para la vigencia 2023, información que debe entregar en el formato de reporte de eventos que realiza AIR-E SAS ESP al LAC.

#### 5.13.14 Calidad de la potencia

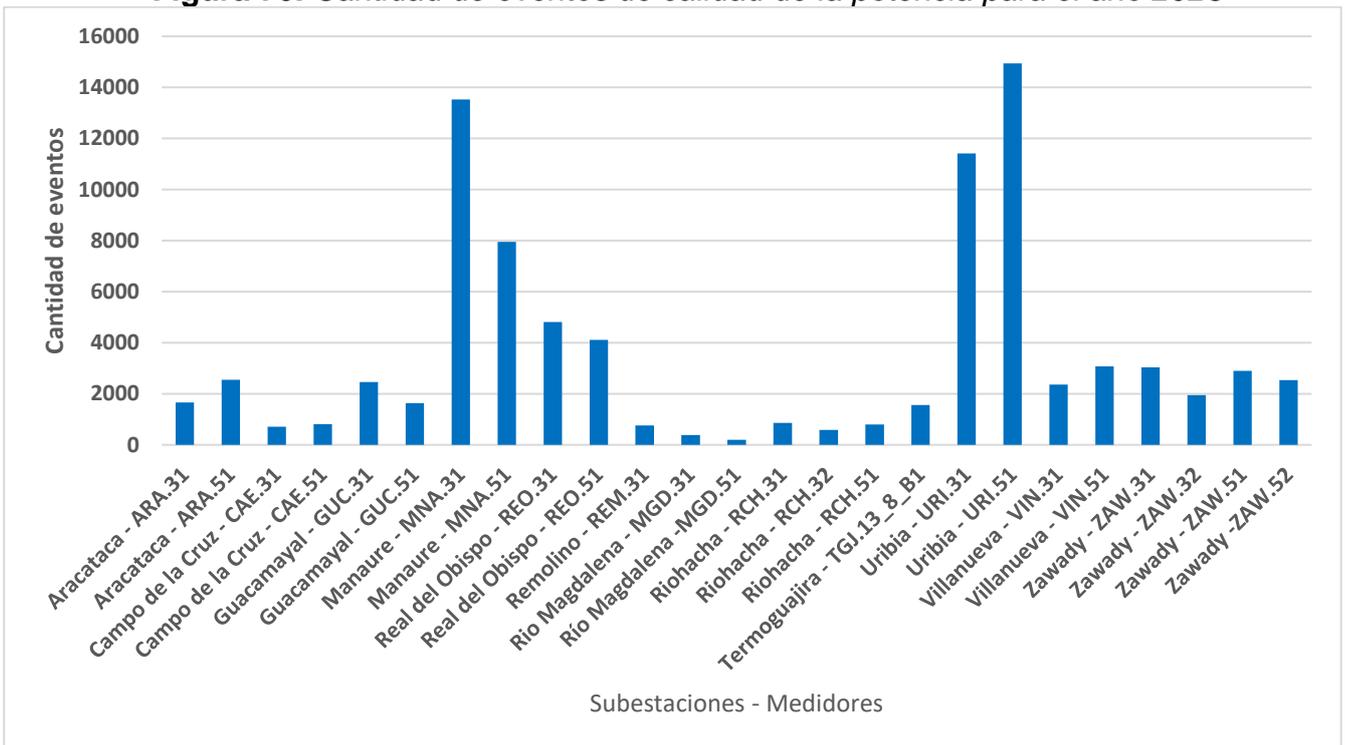
Dentro de los análisis realizados durante el desarrollo de la evaluación integral a AIR-E, se examinaron los datos registrados por equipos de calidad de la potencia de un total de 25 analizadores de redes, instalados en 12 subestaciones, correspondientes a una muestra del mercado de AIR-E, en relación a fluctuaciones de señales de tensión, de acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 024 de 2005, donde se indica que:

*«Las tensiones en estado estacionario a 60 Hz no podrán ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de esta durante un periodo superior a un minuto. En el caso de sistemas con tensión nominal mayor o igual a 500 kV, no podrán ser superiores al 105%, durante un periodo superior a un minuto.»*

Al respecto, en la *Figura 70* se presenta la totalidad de eventos que se presentaron para cada uno de los medidores de calidad de la potencia para la vigencia 2023. Estos eventos corresponden a fluctuaciones de tipo sags (depresión transitoria de tensión), swells

(aumento transitorio de tensión), subtensiones (tensiones de estado estacionario por debajo de un porcentaje determinado) y sobretensiones (tensiones de estado estacionario por encima de un porcentaje determinado). Asimismo, es importante aclarar que la cantidad de eventos presentados incluye la ocurrencia de más de un evento el mismo día.

**Figura 70.** Cantidad de eventos de calidad de la potencia para el año 2023

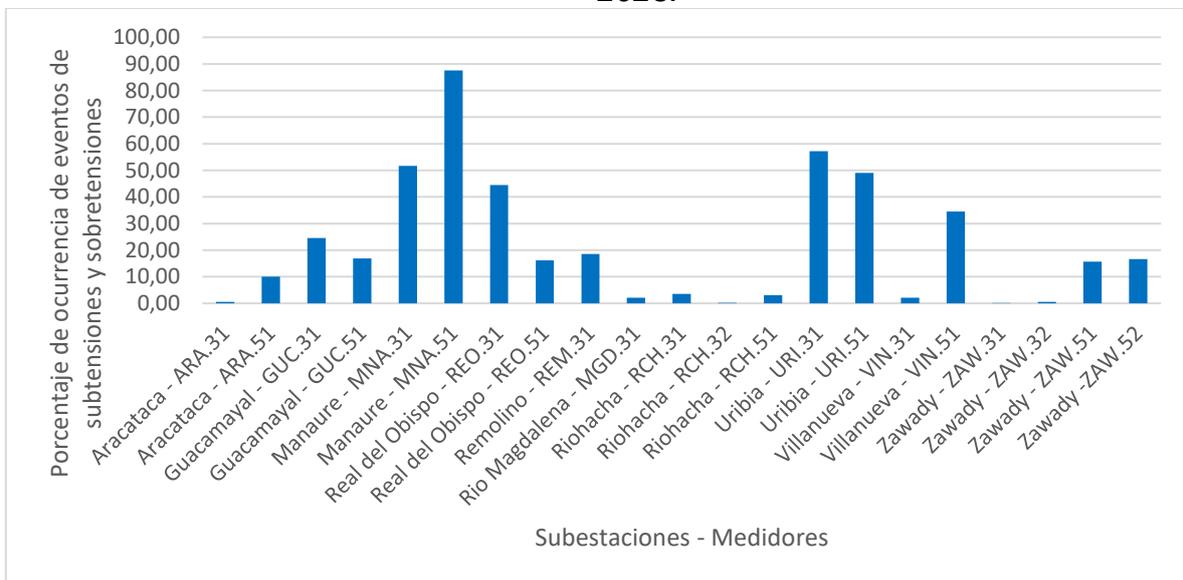


Fuente: AIR-E – Elaboración DTGE

De la figura anterior, se puede observar que el 76% de las subestaciones no superaron los 4000 eventos. Esto sin desconocer, que de forma general todas presentaron un número considerable de eventos, que, si bien bajo la luz de la regulación actual no son investigables y sancionables, si terminan generando afectaciones a los usuarios que están conectados de esos nodos eléctricos, sin dejar a un lado que los registros mostrados se toman en los barrajes de subestación, lo cual lleva a tratar de entender qué clase de servicio pueden tener los usuarios en las colas de circuito de esas subestaciones. Las subestaciones con mayor cantidad de ocurrencias correspondieron a Manaure, Uribia y Real del Obispo.

Por otro lado, en la *Figura 71* se presenta el porcentaje de eventos de subtensiones y sobretensiones, respecto al global de eventos que se presentaron para la vigencia 2023, donde se puede observar que el 20% de los medidores de calidad de la potencia registraron valores superiores al 40%, correspondientes a los equipos MNA.51, URI.32, MNA.31 URI.51 y REO.31.

**Figura 71.** *Porcentaje de ocurrencia de eventos de subtensiones y sobretensiones para el año 2023.*



Fuente: AIR-E – Elaboración DTGE

En este punto, es importante aclarar que en este momento se encuentra vigente un Plan de Gestión a Largo Plazo (PGLP) firmado con AIR-E en el año 2020, donde se plantearon metas que el prestador debe alcanzar sobre este tópico y cuyos resultados se plantearan en el informe correspondiente.

## 5.14 Sistema de Transmisión Regional (STR)

### 5.14.1 Descripción de la infraestructura del STR

El sistema eléctrico de AIR-E, se alimenta desde el Sistema de Transmisión Nacional –STN, conectado en las subestaciones Termoflores, Tebsa, Sabanalarga, Nueva Barranquilla y Caracolí a 220 kV en el caso del departamento de Atlántico, para el departamento de Magdalena se conecta al Sistema de Transmisión Nacional con las subestaciones Santa Marta,

Fundación y Río Córdoba 220 kV y para el departamento de La Guajira se conecta al Sistema de Transmisión Nacional a través de las subestaciones Cuestecitas y Termoguajira 220 kV por medio de las cuales se inyecta un alto componente de potencia para la atención de la demanda de los 57 municipios que se atienden (23 en Atlántico, 19 municipios de Magdalena y 15 municipios en La Guajira).

Actualmente, AIR-E tiene 59 subestaciones en su sistema eléctrico (nivel de transmisión regional y distribución local), que atienden la demanda total del mismo. Para la interconexión de sus subestaciones posee un Sistema de Transmisión Regional, que se compone por 29 subestaciones y aproximadamente 536.9 km de líneas de transmisión de nivel de tensión 4. Ver

**Figura 72**

**Figura 72. Ubicación geográfica de la infraestructura de AIR-E (STR + SDL)**



Fuente: AIR-E SAS ESP

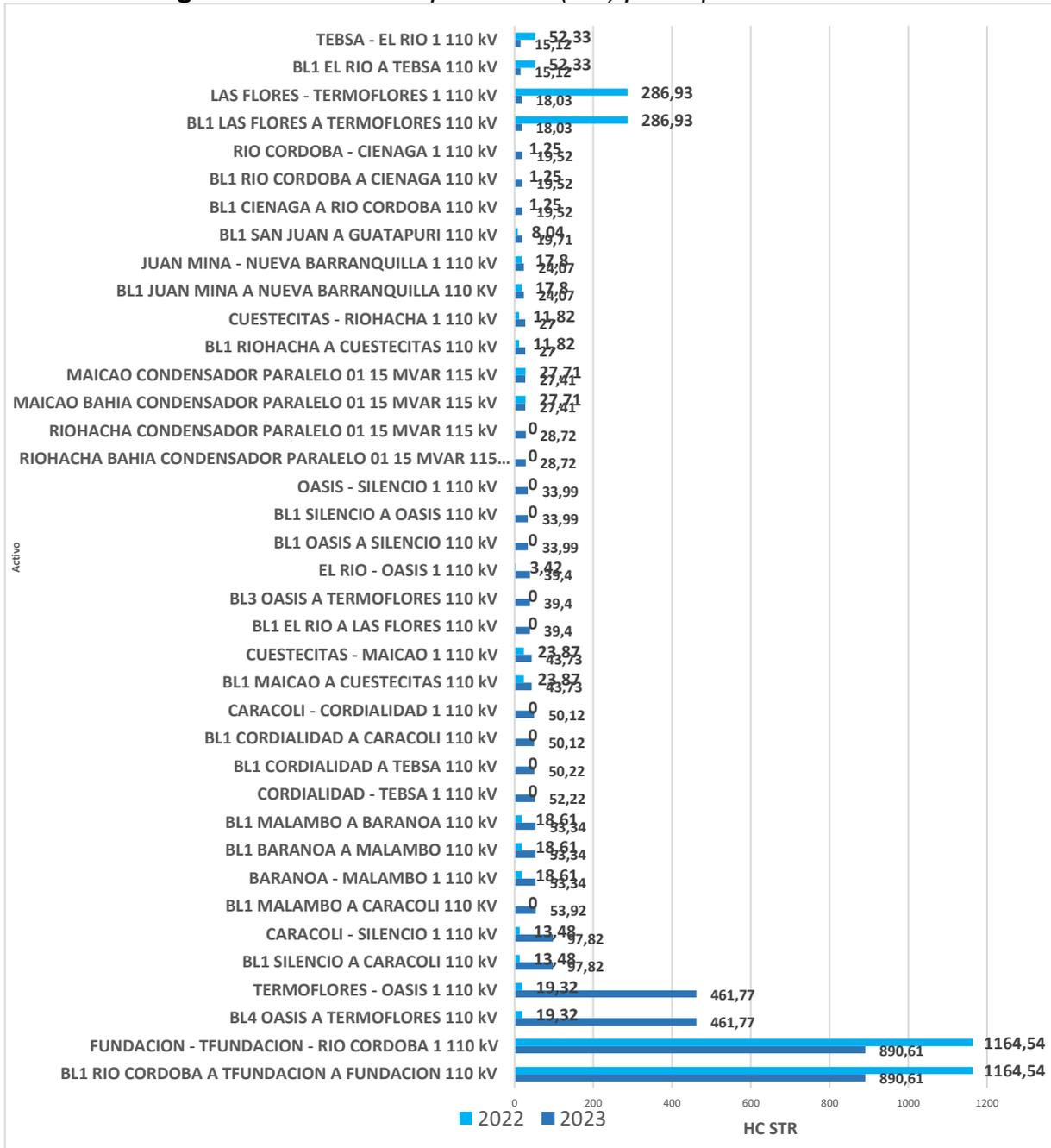
**5.14.2 Calidad del servicio en el STR**

**5.14.2.1 Indisponibilidad de activos**

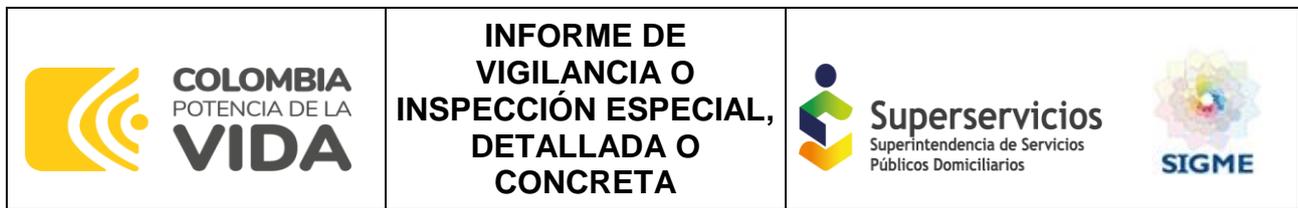
Entre los años 2022 y 2023, AIR-E presentó aproximadamente 7558,68 horas Compensadas (HC) acumuladas por superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA).

En la Figura 73, se presenta un comparativo de los activos con HC entre los años 2022 y 2023. Estos activos están destinados a la prestación del servicio de energía eléctrica en el mercado de comercialización que atiende el prestador en evaluación.

**Figura 73. Horas Compensadas (HC) por superar las MHAIA**



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de HEROPE de XM



De la figura anterior, se puede identificar que los activos correspondientes a:

- **Departamento de Magdalena**, la línea de transmisión Fundación – TFundación – Rio Córdoba 110 kV y la bahía de línea BL1 Rio Córdoba a TFundación a Fundación 110 kV, presentaron mayor número de HC con 1164,54, por superar las MHAIA en el año 2022.
- **Departamento de Atlántico** la línea Las Flores a TermoFlores 1 110 kV junto con la bahía de línea BL1 Las Flores – TermoFlores 110 kV presentaron el mayor número de HC con 286,9 por superar las MHAIA en el año 2022.
- **Departamento de La Guajira** Maicao Condensador Paralelo 01 15 MVAR 115 kV y su bahía de compensación presentaron el mayor número de HC con 27,71 por superar las MHAIA en el año 2022.
- En el año 2023, en el **departamento de Atlántico** la línea Termoflores – Oasis1 110 kV y su bahía de línea, presentaron mayor número de HC con 461,77 HC para cada uno de estos activos.
- Para el año 2023, en el **departamento de La Guajira** la línea T Cuestecitas - Maicao 1 110 kV y su bahía de línea BL1 Maicao a Cuestecitas 110 kV, presentaron mayor número de HC con 43,73 HC para cada uno de estos activos.
- Para el **departamento de Magdalena**, la línea de transmisión RIO CORDOBA - CIENAGA 1 110 kV y la bahía de línea BL1 Rio Córdoba a Ciénaga 110 kV, presentaron mayor número de HC con 19,52, por superar las MHAIA en el año 2023

En ese sentido, entre el año 2022 y 2023 se presentó una desmejora en las características de calidad del servicio en el STR de AIR-E pasó de tener aproximadamente 3419,26 HC en el año 2022 a 4139,42 HC en el año 2023, lo que representó un incremento del 21% en las HC por superar las MHAIA, y un aumento del 159% en el número de activos indisponibles entre 2022 y 2023.

#### 5.14.2.2 Consignaciones nacionales

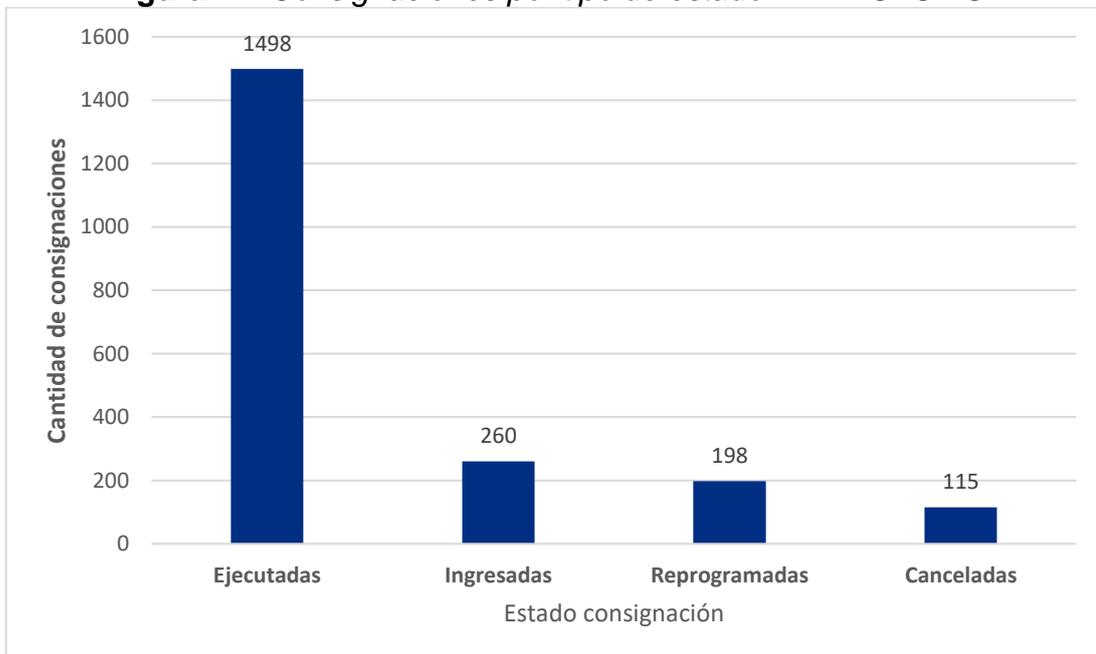
En este apartado se presentará el total de consignaciones nacionales asociadas a la empresa AIR-E desagregando la información en un análisis particular de acuerdo con el tipo de ingreso,

origen de mantenimiento y estado, además, se presentarán los activos asociados a la totalidad de las consignaciones nacionales.

En el año 2023, la Gerencia de Operaciones Red de la empresa tuvo a cargo la programación y ejecución de los planes de mantenimiento en activos de nivel de tensión 4.

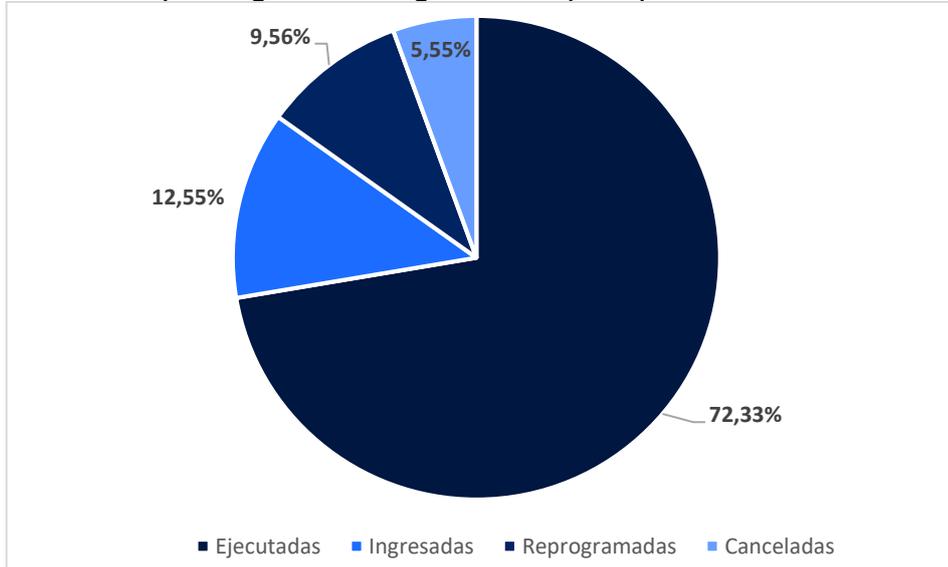
Como parte de esta actividad, en la **Figura 74** se presentan las consignaciones desagregadas por estado. De estas, 1498 consignaciones lograron ser ejecutadas, 198 consignaciones tuvieron que ser reprogramadas, 115 consignaciones fueron canceladas y 260 consignaciones con estado ingresada, para un total de 2071 consignaciones de AIR-E SAS ESP. Del anterior, proceso de revisión se encontraron diferencias entre la información suministrada por AIR-E SAS ESP a esta Entidad, y lo registrado por este mismo agente ante los aplicativos XM SA ESP, razón por la que la Superintendencia procedió a solicitar de manera oficial las aclaraciones información a XM.

**Figura 74. Consignaciones por tipo de estado AIR-E SAS ESP**



Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por XM

**Figura 75.** Causas que originan consignaciones por tipo de estado - AIR-E SAS ESP.

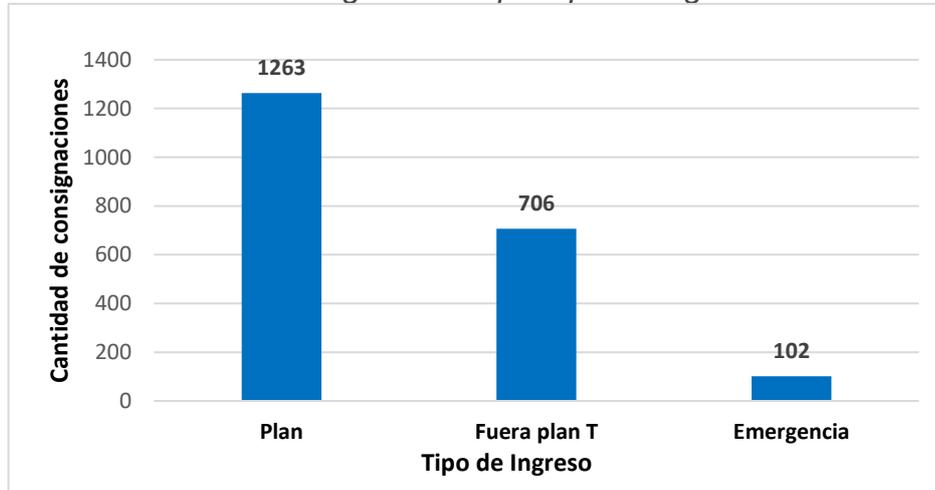


**Fuente:** Elaboración propia a partir de información suministrada por XM

De la **Figura 75** es preciso indicar que, de acuerdo con lo expuesto por AIR-E en el marco de la visita de la evaluación integral, el 12.55% de las consignaciones nacionales reprogramadas durante el 2023, están asociadas en su mayoría a actividades de mantenimiento preventivo y predictivo. Sin embargo, estas actividades no se llevaron a cabo debido a problemas logísticos y/o factores climatológicos.

De acuerdo con el total de las consignaciones nacionales registradas por AIR-E SAS ESP en el año 2023, en la *Figura 76* se presentan las consignaciones desagregadas por tipo de ingreso, de manera que 1263 consignaciones se ejecutaron dentro del plan, 706 consignaciones se ejecutaron fuera del plan, y 102 se ejecutaron por emergencia.

**Figura 76.** Cantidad de consignaciones por tipo de ingreso - AIR-E SAS ESP.



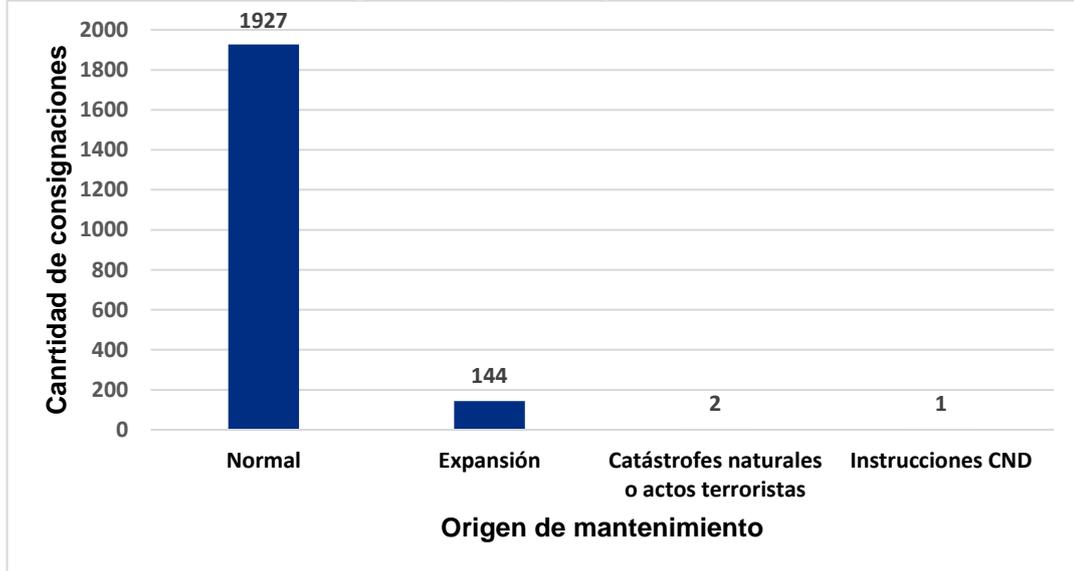
Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por XM

De la figura anterior, se observa por parte de esta Superintendencia que solamente el 60.99% de las consignaciones nacionales fueron ejecutadas dentro del Plan anual de consignaciones, llamando la atención el porcentaje considerable (34,09%) de las consignaciones que fueron ejecutadas Fuera del Plan Semestral de Mantenimiento. Finalmente, el 4.93% de las consignaciones fueron ejecutadas por emergencia.

Respecto al grupo de consignaciones ejecutadas por emergencia en el 2023, se destacan las consignaciones sobre activos Las Flores – Riomar 1 34.5 kV y Silencio - Riomar 1 34.5 kV en las que, en ocho y seis oportunidades, respectivamente, se presentó la condición de emergencia asociada a la seguridad de los activos, ante lo cual AIR-E realizó los correctivos necesarios con el fin de disminuir las afectaciones en la operación del SIN.

De otra parte, del total de consignaciones ejecutadas por AIR-E, en la **Figura 77** se presentan las consignaciones desagregadas por origen de mantenimiento, de manera que 1927 están asociadas a origen normal, 144 consignaciones están asociadas con proyectos de expansión.

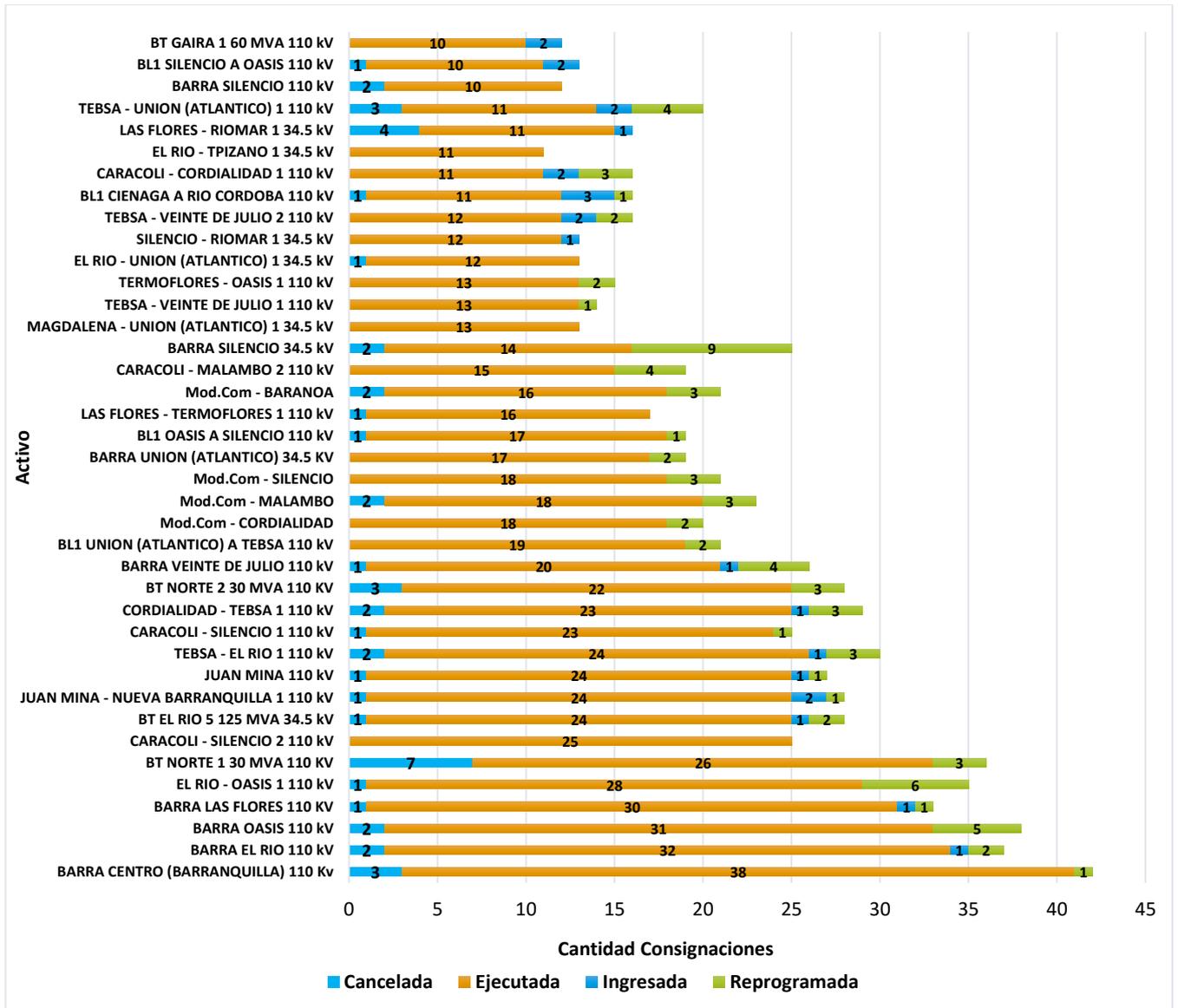
**Figura 77.** Cantidad de consignaciones por origen de mantenimiento AIR-E SAS ESP



Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por XM

Finalmente, en la **Figura 78**, se detallan la cantidad de consignaciones por activo de AIR-E para el año 2023, se resalta que el activo con mayor cantidad de consignaciones nacionales fue la barra Centro (Barranquilla) 110 kV, con 38 consignaciones ejecutadas, seguido por la barras a 110 kV de las subestaciones Río, Oasis y Las Flores con 32, 31 y 30 consignaciones ejecutadas, respectivamente.

**Figura 78.** Cantidad de consignaciones por activo AIR-E SAS ESP



Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por XM

Condiciones, que el prestador soporta principalmente en la ejecución de tareas de mantenimiento.

### 5.14.2.3 Proyectos de expansión

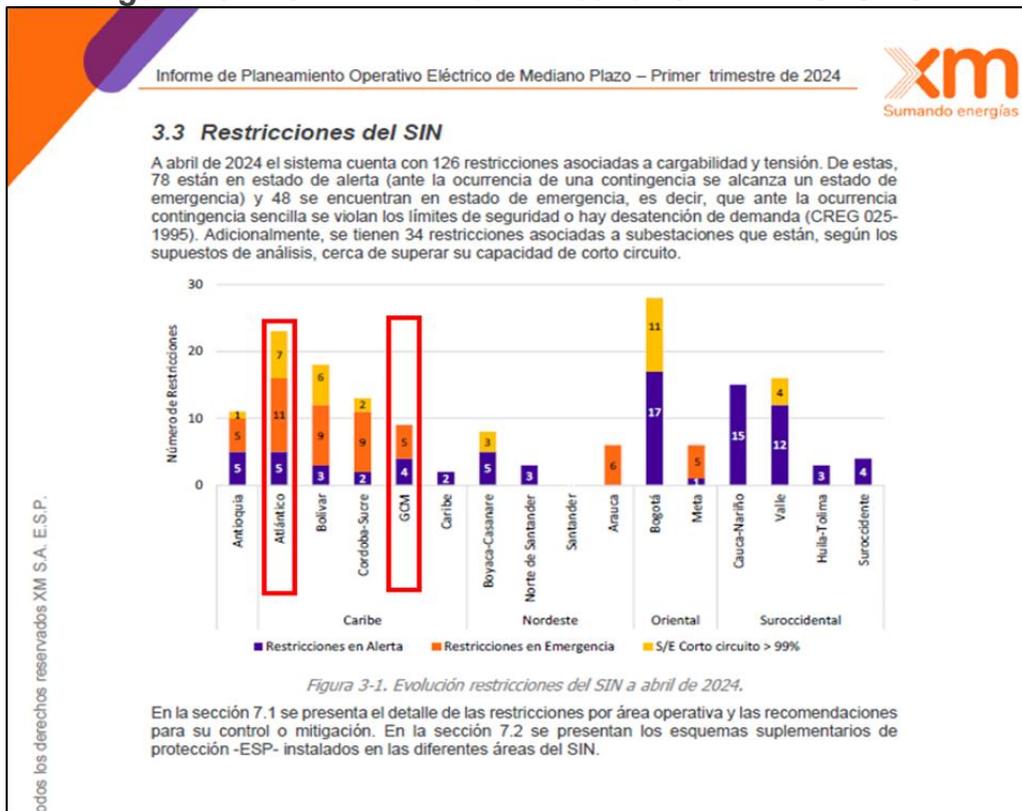
Dentro del ejercicio de vigilancia adelantado por la SSPD, se realizaron varias acciones previas a la visita de inspección ejecutada la empresa AIR-E SAS ESP, entre las que se encuentran:

i) revisión de Informes de Planeamiento Operativo de Mediano y Largo Plazo generados por

XM, ii) solicitud de información a la UPME de varios proyectos y acciones que están enfocados a mejorar la confiabilidad en los subsistemas eléctricos comandadas por el AIR-E SAS ESP, y iii) requerimiento de información al prestador objeto de la evaluación integral. Con base en lo expuesto, a continuación, se hará una revisión de lo observado, así:

**5.14.2.3.1 Revisión de los informes de Planeamiento de Mediano38 - IPOEMP y Largo Plazo – IPOELP39 elaborados por XM. En dichos documentos, se menciona la condición de emergencia en el nodo asociado con la subestación San Juan y por radialidad en las subestaciones Ciénaga, Puerto Nuevo, Manzanares, Libertador, Salamina y Juan Mina. De igual forma, a nivel de restricciones para las subáreas operativas operadas por AIR-E SAS ESP, se menciona en la página 19 del IPOEMP (ver Figura 79), se mencionan la cantidad.**

**Figura 79. IPOEMP - Primer Trimestre 2024 - XM SAS ESP**



<sup>38</sup> Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo – Trimestre 1 de 2024.

<sup>39</sup> Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo – Primer semestre 2024.

Fuente: XM SAS ESP

De igual forma, el mencionado informe de Planeamiento expone en sus numerales 3.4 y 3.5.9. varias subestaciones que son atendidas de manera radial, de las que algunas de ellas no tienen proyecto definido para resolver dichas radialidades, lo cual podría poner en riesgo la confiabilidad del servicio de energía eléctrica en estas áreas operativas, llevando a generar entre otros, bajas tensiones, y ante contingencias sencillas, demanda no atendida. A continuación, se muestran las subestaciones en mención: Ver **Figura 80** y **Figura 81**

**Figura 80.** Relación se subestaciones en condición de radialidad (Tabla 3.4. IPOEMP)

<b>3.4 Máxima carga atendible en nodos con configuración radial del SIN</b>						
La Tabla 3-3 presenta, para la red a abril de 2024, los nodos atendidos de manera radial con mayor riesgo de DNA por agotamiento de red.						
Subárea	Nodo	Corredor	I [A]	P [MW]	Restricción	Proyecto que elimina la restricción
GCM	El Banco 110 kV	El Paso – El Banco 110 kV	220	38	U < 0.9 p.u.	No hay obra de expansión definida.
	San Juan 110 kV	Valledupar–San Juan 110 kV	350	57	U < 0.9 p.u.	Nueva San Juan 220/110 kV (FPO: 31/12/2025).
Córdoba Sucre	Mompox 110 kV	Chinú-Sincé–Magangué-Mompox 110 kV (tensión 117 kV)	430 (*)	75 (*)	U < 0.9 p.u. Sobrecarga	No hay obra de expansión definida.
Bolívar	San Jacinto 66 kV	El Carmen 110/66/13.8 kV	310	37 devanado 66 kV	Recuperación transitoria de tensión Sobrecarga	Carreto 66 kV (FPO: 2027) y Carreto 500 kV (FPO: 2027).
	Calamar 66 kV					
	Zambrano 66 kV					
	El Carmen 66 kV					
	Zambrano 66 kV	El Carmen – Zambrano 66 kV	190	18	U < 0.9 p.u. Recuperación transitoria de tensión	
Gambote 66 kV	Temera – Gambote 66 kV	280	26	U < 0.9 p.u.		

*Tabla 3-3. Nodos en configuración radial que presentan restricciones por tensión a causa del agotamiento de red.*

Fuente: XM SAS ESP

Figura 81. Subestaciones que mantienen su condición de radialidad (Tabla 3.5.9. IPOEMP)

3.5.9 Subestaciones que mantienen su atención radial al final del horizonte				
Subárea	Nodo radial	Asociado a una zona CNE	Proyecto que elimina radialidad	FPO
GCM	El Banco 110 kV	Copey	No hay proyecto adjudicado	-
GCM	Ciénaga 110 kV	Ciénaga	PTRA06811 Guacamayal 110 kV	2026
GCM	Puerto Nuevo 110 kV	-	No hay proyecto adjudicado	-
GCM	San Juan 110 kV	Valledupar	PTRA05302 San Juan 110 kV	2026
GCM	Manzanares 110 kV	Manzanares	PTRA06813 Bureche 110 kV	2026
GCM	Libertador 110 kV	Libertador	PTRA06813 Bureche 110 kV	2026
Bolívar	Villa Estrella 66 kV	-	Cierre Temera - Villa estrella 66 kV	2024
Bolívar	Zambrano 66 kV	El Carmen	PTRA02158 Carreto 500/66 kV	2027
Bolívar	San Jacinto 66 kV	El Carmen	PTRA02158 Carreto 500/66 kV	2027
Bolívar	Calamar 66 kV	El Carmen	PTRA02158 Carreto 500/66 kV	2027
Bolívar	Gambote 66 kV	El Carmen	PTRA02158 Carreto 500/66 kV	2027
Bolívar	El Carmen 110 y 66 kV	El Carmen	PTRA02158 Carreto 500/66 kV	2027
Cerromatoso	Planeta Rica 110 kV	Planeta Rica	No hay proyecto adjudicado	-
C. Sucre	San Marcos 110 kV	San Marcos	No hay proyecto adjudicado	-
C. Sucre	La Mojana 110 kV	San Marcos	No hay proyecto adjudicado	-
C. Sucre	Chinú Planta 110 kV	Chinú Planta	No hay proyecto adjudicado	-
C. Sucre	Sincé 110 kV	Sincé	No hay proyecto adjudicado	-
C. Sucre	Mompox 110 kV	Sincé	No hay proyecto adjudicado	-
C. Sucre	Magangué 110 kV	Sincé	No hay proyecto adjudicado	-
Atlántico	Salamina 110 kV	Sabanalarga	No hay proyecto adjudicado	-
Atlántico	Juan Mina 110 kV	Nueva Barranquilla	PTRA03327 Galapa 110 kV	2025

*Tabla 3-10 Circuitos en configuración radial área Caribe*

**Nota:** Algunas de las subestaciones indicadas pueden tener enmallamientos a nivel de SDL. Las presentadas corresponden a aquellas que a nivel de STN y STR son alimentadas en configuración radial.

Los nodos en configuración radial se caracterizan por presentar baja confiabilidad en la atención de la demanda al ser vulnerables a demanda no atendida ante una contingencia sencilla, valor de carga en los circuitos de conexión dependiente de la demanda y dificultad en el cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión.

Se recomienda al OR y a la UPME identificar proyectos o acciones que permitan mejorar la confiabilidad en la atención de la demanda atendida por circuitos en configuración radial y evitar que ante el aumento progresivo de demanda puedan presentar inconvenientes en el cumplimiento de los criterios regulatorios por carga o tensión.

Fuente: XM SAS ESP

### 5.14.2.3.2 Consulta a la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME:

1. información relacionada con los proyectos:

- Nueva Subestación El Rio 110 kV.
- Nueva subestación Galapá 110 kV.
- Nueva subestación Bureche 110 kV.
- Nueva subestación San Juan 110 kV.

2. Ante las bajas tensiones que se registran en la subestación Maicao 110 kV, y otras restricciones eléctricas en el subárea operativa GCM, informaran que obras de expansión ha presentado AIR-E SAS ESP con el objetivo de buscar una solución a las mismas, y si estas ya habían sido evaluadas por la UPME.
3. Para todos los anteriores proyectos, se solicitó informar si el Operador de Red ya manifestó interés en la ejecución de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 024 de 2013.
4. Informar las subestaciones en las áreas de Atlántico, Guajira y Magdalena que están cercanas o han superado su nivel de Cortocircuito.
5. Finalmente, se solicitó indicar si el prestador en mención ha presentado obras de expansión para solucionar los anteriores inconvenientes junto con el año de entrada en operación de las mismas.

Requerimiento del cual la UPME, indicó proyecto a proyecto lo siguiente:

### 1. Nueva Subestación El Río

“(…)

- *Mediante comunicado UPME 20221600027521 la Unidad emitió concepto aprobatorio a la subestación Nueva El Río 220/110 kV con fecha **de puesta en operación a más tardar junio de 2024.***
- *Mediante radicado UPME No. 20221110057302, Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E), ratifica el interés de ejecutar las obras de expansión del STR asociadas a la subestación Nueva El Río 220/110 kV. adjuntando el cronograma establecido para la ejecución del proyecto y el nombre de la firma interventora del proyecto: ISES - Ingeniería y Soluciones Especializada S.A.S.*
- **Mediante radicados UPME No. 20231000038561, la Unidad dio alcance al oficio con radicado UPME No. 20221600027521, modificando la Fecha de Puesta en Operación para el 31 de diciembre de 2024 para el proyecto de la subestación**

**Nueva Río 220/110 kV y estableció un plazo máximo de un (1) mes para la constitución de la respectiva garantía de ejecución.**

- *A la fecha no se han recibido informes de interventoría, ni se ha constituido la garantía de cumplimiento. Por tal motivo esta Unidad mediante radicado UPME No. 20231000102291 solicitó información del estado de avance obras STR y SDL a cargo de AIR-E S.A. E.S.P. en las áreas Atlántico, La Guajira y Magdalena.*
- *Mediante radicado UPME No. 20231110160362, Air-E dio respuesta a la solicitud, en particular para la subestación Nueva Río 220/110 kV, indica lo siguiente:*
- *“(…) El día 08 agosto 2023 por parte de AIR-E S.A. E.S.P., se envió comunicado a la CREG con radicado No. 2023020000047031 y asunto “Solicitud de revisión valoración UUCC resolución CREG 015 del 2018 proyecto El Río 220/110kV y San Juan 220/110kV”, con la finalidad de la revisión y consideración de las unidades constructivas – UUCC (Especiales) a ejecutar para el proyecto Nueva Río 110kV, dado la particularidad y condiciones especiales del lugar de instalación del proyecto. **A la fecha no se ha recibido respuesta por parte de la CREG con relación a la solicitud de AIR-E S.A. E.S.P.***
- *Debido a lo anterior, por parte de AIR-E S.A. E.S.P. nos encontramos a la espera de la respuesta de la CREG con relación a la UUCC especiales asociadas al proyecto Nueva Río 220/110kV, para de esta manera proceder a entregar las garantías solicitadas para el proyecto. (…)*
- **En cumplimiento del Acuerdo CNO 696 de 2014, mediante correo electrónico del 15 de marzo de 2024 Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E) informa a esta Unidad que el proyecto tiene un 26% y que existe riesgo de incumplimiento de la Fecha de Puesta en Operación. (…).**

**2. Nueva Subestación Galapa:**

“(…)

- *Mediante comunicado UPME 20211520053101 la Unidad emitió concepto aprobatorio a la subestación Nueva Galapa 110 kV **con fecha de puesta en operación a más tardar diciembre de 2024.***
- *Mediante radicado UPME No. 20211110144702, Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E), ratifica el interés de ejecutar las obras de la subestación Nueva Galapa 110 kV. adjuntando el cronograma establecido para la ejecución del proyecto y el nombre de la firma interventora del mismo.*
- *Mediante radicados UPME No. 20221520126661, la Unidad dio alcance al oficio con radicado UPME No. 20211520053101, modificando las unidades constructivas para la ejecución de la obra.*
- *Mediante radicado UPME No. 20231110003892, Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E) AIR-E SAS ESP informó que el nombre de la firma interventora para la construcción de la subestación Galapa 110kV es ANDINA DE ENERGÍA S.A.S. **Adicionalmente en la misma comunicación se solicita el cambio de la fecha de puesta en operación (FPO) para diciembre de 2025.** La solicitud se encuentra en análisis de esta Unidad.*
- *A la fecha la Unidad no ha recibido informes de interventoría.*
- **En cumplimiento del Acuerdo CNO 696 de 2014, mediante correo electrónico del 15 de marzo de 2024 Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E) informa a esta unidad que el proyecto tiene un 25% y que existe riesgo de incumplimiento de la Fecha de Puesta en Operación inicial del 31 de diciembre de 2024. (...)**

### 3. Nueva Subestación Bureche

“(…)

- *Mediante comunicado UPME 20221520124141 la Unidad emitió concepto aprobatorio a **la subestación Bureche 110 kV y obras asociadas, con fecha de puesta en operación a más tardar diciembre de 2024.***

- **Mediante radicado UPME No. 20231110003892, Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E), ratifica el interés de ejecutar las obras de la subestación Bureche 110 kV y obras asociadas. adjuntando el cronograma establecido para la ejecución del proyecto y el nombre de la firma interventora del mismo, informando que la firma interventora para la construcción de la subestación Galapa 110kV es ISES - Ingeniería y Soluciones Especializada S.A.S. Adicionalmente en la misma comunicación se solicita el cambio de la fecha de puesta en operación (FPO) para diciembre de 2026. La solicitud se encuentra en análisis de esta Unidad.**
- A la fecha no se han recibido informes de interventoría.
- **En cumplimiento del Acuerdo CNO 696 de 2014, mediante correo electrónico del 15 de marzo de 2024 Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E) informa a esta unidad que el proyecto tiene un 7% y que existe riesgo de incumplimiento de la Fecha de Puesta en Operación inicial del 31 de diciembre de 2024. (...)**

#### 4. Nueva subestación San Juan 110 kV

“(…)

- Mediante radicado UPME No. 20221600027511 del 10 de marzo de 2022, la Unidad emitió concepto de conexión de la subestación Nueva San Juan 220/110 kV **con FPO junio de 2025,** en el mismo se le solicita a Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E) la manifestación de interés de ejecución del proyecto.
- **Mediante radicado UPME No. 20221110057302 del 8 de abril de 2022, Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E) manifiesta su interés en la ejecución de las obras de expansión del STR asociadas a la Subestación Nueva San Juan 220/110 kV, adjuntando el cronograma establecido para la ejecución del proyecto y el nombre de la firma interventora: ISES - Ingeniería y Soluciones Especializada S.A.S.**
- Mediante radicado UPME No. 20221110110282 del 6 de julio de 2022, Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E) **solicitó a la UPME la actualización y modificación de las de Unidades Constructivas del proyecto.**

- *Mediante radicado UPME No. 20221000136761 del 11 de octubre de 2022, la Unidad da alcance al **concepto de conexión, actualizando las unidades constructivas aprobadas para el proyecto.***
- *Mediante radicado UPME No. 20231110031252 del 3 de marzo de 2023, Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E) **solicitó el aplazamiento de la FPO para junio de 2026.***
- ***Mediante radicado UPME No. 20231000038561 del 31 de marzo de 2023, la Unidad da alcance al concepto de conexión, modificando la FPO de la obra para diciembre de 2025, y le informó a Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E) que en un plazo máximo de un (1) mes constituya la respectiva garantía de ejecución y la entregue al ASIC para su aprobación.***
- ***A la fecha no se han recibido informes de interventoría, ni se ha constituido la garantía de cumplimiento. Por tal motivo esta unidad mediante radicado UPME No. 20231000102291 solicito información estado de avance obras STR y SDL a cargo de AIR-E S.A. E.S.P. en las áreas Atlántico, La Guajira y Magdalena.***
- *Mediante radicado UPME No. 20231110160362, Air-E dio respuesta a la solicitud, en particular para la subestación Nueva Rio 220/110 kV, indica lo siguiente:  
“(...) El día 08 agosto 2023 por parte de AIR-E S.A. E.S.P., se envió comunicado a la CREG con radicado No. 2023020000047031 y asunto “Solicitud de revisión valoración UUCC resolución CREG 015 del 2018 proyecto El Rio 220/110kV y San Juan 220/110kV”, con la finalidad de la revisión y consideración de las unidades constructivas – UUCC (Especiales) a ejecutar para el proyecto Nueva San Juan 110kV, dado la particularidad y condiciones especiales del lugar de instalación del proyecto. A la fecha no se ha recibido respuesta por parte de la CREG con relación a la solicitud de AIR-E S.A. E.S.P.  
Debido a lo anterior, por parte de AIR-E S.A. E.S.P. nos encontramos a la espera de la respuesta de la CREG con relación a la UUCC especiales asociadas al proyecto Nueva San Juan 220/110kV, para de esta manera proceder a entregar las garantías solicitadas para el proyecto. (...)”*
- ***En cumplimiento del Acuerdo CNO 696 de 2014, mediante correo electrónico del 15 de marzo de 2024 Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E) informa a esta***

**unidad que el proyecto tiene un 9% y que existe riesgo de incumplimiento de la Fecha de Puesta en Operación vigente del 31 de diciembre de 2025. (...)**

## 5. Subestación Uribia 110 kV

(...)

- **Mediante radicado UPME No. 20231110102322, el OR identifica dentro de su Plan de Expansión 2023-2033 la subestación Uribia 110/34.5 kV y obras asociadas, como alternativas de refuerzo para la zona de La Guajira.**
- *Mediante radicado UPME No. 20231110135092, el OR presentó el análisis técnico, y el análisis de beneficios y costos del proyecto de la subestación Uribia 110 kV y obras asociadas.*
- **Mediante radicado UPME No.20231000140351, la unidad emitió concepto de conexión de la subestación Uribia 110 kV con FPO para 2025, en el mismo se le solicita a AIR-E la manifestación de interés de ejecución del proyecto.**
- **Mediante radicado UPME No. 20231110240812 Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E), manifiesta el interés de ejecutar las obras de expansión del STR asociadas a la subestación Uribia 110 kV, adjuntando el cronograma establecido para la ejecución del proyecto y el nombre de la firma interventora del mismo.**
- *Mediante radicado UPME No. 20231110249142 Caribesol de la Costa S.A.S. E.S.P. (AIR-E), traslada a esta Unidad los comentarios realizados por Cerrejón al concepto UPME No.20231000140351, como propietario de los activos de conexión intervenidos por la obra de la subestación Uribia 110 kV.*
- *A la fecha la unidad se encuentra en análisis de la comunicación UPME No. 20231110249142 para emitir la respuesta asociada.*
- *Como complemento la Unidad está en proceso de análisis del proyecto compensadores síncronos STR -110 kV en el área GCM (Guajira - Cesar Magdalena) para resolver los problemas de tensión en la zona indicada. (...)*

## 6. Nivel de Cortocircuito

(...)

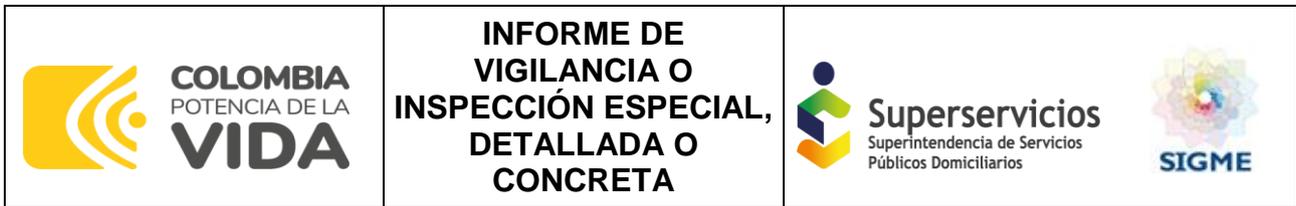
- *De acuerdo con la metodología de evaluación del nivel de corto circuito con base en la IEC 60909, a continuación, se enumeran las subestaciones que podrían presentar niveles de corto circuito superiores a su capacidad declarada:*

Subárea	Subestación [kV]
Atlántico	El Río 110
Atlántico	Las Flores 110
Atlántico	Oasis 110
Atlántico	Flores 220
Atlántico	Sabanalarga 220
Atlántico	Silencio 110
Atlántico	Centro 110
Atlántico	Tebesa 220

Atlántico	Tebesa 110
Atlántico	Termoflores 110
Atlántico	Nva Magdalena 110
Atlántico	Nva Barranquilla 220
Atlántico	Unión 110
Atlántico	Estadio 110
Atlántico	Caracolí 220
Atlántico	20 de Julio 110

*A la fecha esta Unidad se encuentra en revisión del procedimiento de cálculo del nivel de corto circuito con el propósito de validar las consideraciones y supuestos utilizados en el proceso, y de esta manera atender adecuadamente las alarmas detectadas, y tomar las medidas pertinentes en conjunto con los propietarios y operadores de las subestaciones involucradas. (...)*”.

De igual manera, se quiere llamar la atención con relación a lo indicado por la UPME en materia del esquema de seguimiento establecido por la Resolución CREG 024 de 2013 al desarrollo de los proyectos en el STR, sobre el cual menciona:



*“(...) Dado que el operador de red **no ha cumplido con su responsabilidad de entregar de forma oportuna los informes de interventoría de sus proyectos**, esta Unidad no puede evaluar adecuadamente el estado de los proyectos. (...)”*

Aspecto sobre el cual, esta Superintendencia ya se encuentra realizando las revisiones correspondientes.

**5.14.2.3.3 Requerimiento al agente AIR-E: Se solicitó a la Empresa información relacionada con los proyectos de expansión que se encuentra desarrollando en su área de influencia indicando las actividades críticas, la fecha de puesta en Operación, entre otra información.**

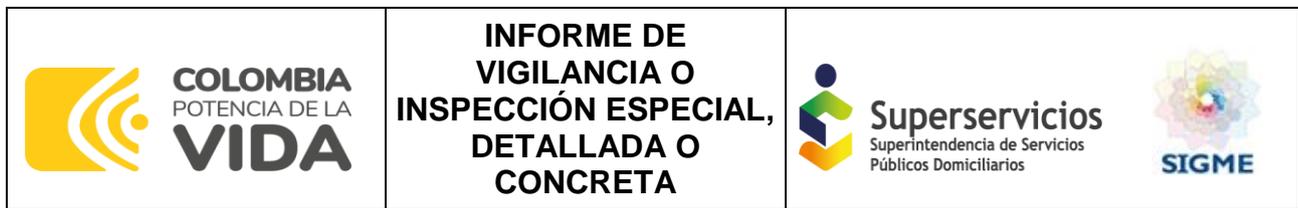
El Operador de red respondió entre otros aspectos, mediante oficio con radicado SSPD 20245291752052, que:

*“(...)”*

***“Actualmente no se están ejecutando proyectos en el STR. (...)”** Énfasis fuera del texto.*

Todo lo expuesto anteriormente (IPOEM, IPOEL, UPME), fue informado en reunión presencial al prestador con motivo de la Evaluación Integral.

Contexto: la SSPD manifestó su preocupación respecto a las fechas de entrada en operación de cada uno de los proyectos dada la cercanía de estas, con el agravante evidenciado por el nivel de avance de ejecución de éstos, que se encuentran entre el 7% y el 26 % de acuerdo a lo informado por la UPME, algunos de los mismos, por las causas antes expuestas. Condición que, sumado al incremento de la demanda de los usuarios de ese mercado de comercialización, las altas temperaturas, nivel de cargabilidad de algunos activos, podría conllevar a un futuro no muy lejano a condiciones operativas de desatención de la demanda. La condición de esos proyectos ha llevado a que los contratos de interventoría se encuentran suspendido, de acuerdo a lo informado por el prestador.



A continuación, se presentan las conclusiones del proceso de inspección adelantado durante la visita de evaluación integral.

### **1. Proyectos nueva subestación El Rio 110 kV y nueva subestación San Juan 110 kV:**

AIR-E indicó que desde el momento en el que se vio la necesidad del proyecto, manifestó su interés en la ejecución del mismo ante la UPME, el prestador reconoce la importancia y necesidad de estos proyectos para el sistema, sin embargo, a la fecha no han constituido la garantía requerida por la Resolución CREG 024 de 2013.

Adicionalmente, informó que para este proyecto se avanzó en la ingeniería conceptual y de detalle, realizaron acercamientos y consultas con algunos proveedores lo cual, incluida el desarrollo de ingeniería, construcción del proyecto entre otros temas. Además, AIR-E expuso que la conclusión específicamente para los proyectos El Rio y San Juan es que los costos de implementación supera más del 150% de los costos remunerados actualmente por la CREG, mencionando también que, en su momento informaron a la UPME y su recomendación fue realizar acercamiento con la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. Enviaron dos comunicaciones a la CREG una aproximadamente hace dos años y en respuesta a la misma, la Comisión respondió que los valores a reconocer por Unidades Constructivas son los que se encuentran establecidos dentro de la Resolución CREG 015 de 2018, por lo cual no amerita la solicitud realizada por AIR-E. Posteriormente en el mes de agosto de 2023, AIR-E envía nueva comunicación a CREG específicamente para los Proyectos el Rio 110 kV y San Juan 110 kV solicitando revisar si algunas de las unidades constructivas de dichos proyectos pueden ser consideradas como Unidades Constructivas Especiales. La Comisión indica que se encuentran fuera de tiempo para solicitar Unidades Constructivas Especiales y que las mismas podrían ser presentadas en la modificación del Plan de Inversión en el mes de agosto de 2024, o que las ejecutarán y luego solicitaran su aprobación, lo cual mencionan, es muy riesgoso que después de ser ejecutadas nos sean aprobadas por la comisión. Finalmente, menciona el Prestador que una vez la CREG apruebe las UC especiales solicitadas con el valor sustentado y demostrado por la empresa, **empezará con la ejecución de los proyectos.**

Bajo las condiciones expuestas, la SSPD realizó visita a la Subestación El Rio, propiedad de AIR-E, en dicha subestación se encuentra un terreno bastante amplio en el cual el Prestador propone instalar la nueva subestación El Rio 110 kV, dicha subestación es aledaña a la actual Subestación El Rio 220 kV, desarrollada por la empresa INTERCOLOMBIA. Sobre el particular, esta Superintendencia mencionó que se deberá revisar y comunicar a la UPME lo indicado por AIR-E, dado que la convocatoria UPME 06 – 2018 “Nueva Subestación El Rio 220 kV y líneas de transmisión asociadas”, Adenda 3 en el numeral 5.1.2 *Espacios de reserva*<sup>40</sup>, señala:

“(…) **Espacios de Reserva**

*Los espacios de reserva futuros del STN y STR son objeto de la presente Convocatoria Pública UPME y por tanto deben ser adecuados y dotados con las obras y equipos constitutivos del módulo común, como se describe en el numeral 5.1.5 del presente Anexo 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de la presente Convocatoria. Los anteriores espacios de reserva podrán ser dispuestos para otros niveles de tensión según necesidades del SIN y previa definición por parte de la UPME, lo cual no alterará lo exigido como espacio en el presente numeral.*

**A nivel del STN:**

*En la subestación El Rio 220 kV se deberán incluir espacios de reserva para la futura instalación de:*

- *Tres (3) bahías de línea a 220 kV.*
- *Una (1) bahía de transformación a 220 kV.*

**A nivel del STR, se deberá incluir espacios de reserva para la futura instalación de:**

---

<sup>40</sup> [https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/ConvocatoriasSTN/UPME-06-2018/Adenda\\_No3.pdf](https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/ConvocatoriasSTN/UPME-06-2018/Adenda_No3.pdf)

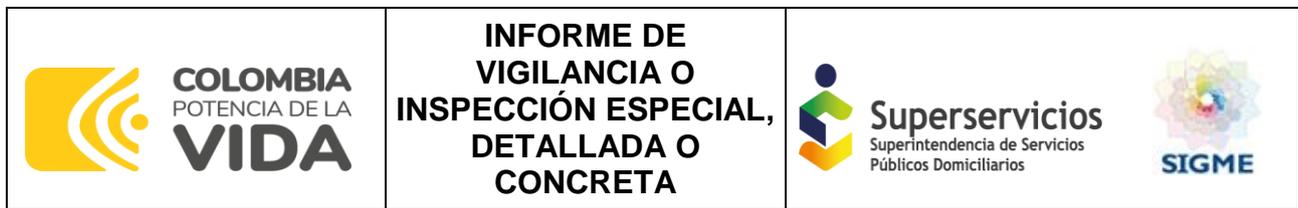
*Una nueva subestación El Rio 110 kV, en tecnología convencional (aislada en AIR-E), en configuración doble barra más seccionador de transferencia, con sus respectivos equipos y/o elementos de patio, vías y casa de control, etc, para:*

- *Cuatro (4) bahías de línea a 110 kV.*
- *Tres (3) bahías de transformación a 110 kV.*
- *Tres (3) bancos de autotransformadores monofásicos, 220/110/34.5 kV de 150 MVA (3 x 50 MVA) cada uno.*
- *Dos (2) autotransformadores monofásicos (220/110/34.5 kV de 50 MVA) con cambio rápido, los cuales servirán como reserva de los tres bancos de autotransformadores. Dos bancos comparten un autotransformador de reserva.*

*El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos en los espacios de reserva objeto de la presente Convocatoria Pública, **deberá dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva** y deberá realizar las obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore.*

*Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán estar incluidas dentro del mantenimiento, reparaciones, adecuaciones o nuevas obras que el Inversionista realice a la Subestación garantizando en todo momento que el terreno continúa siendo adecuado para la fácil instalación de los equipos de reserva, hasta tanto sean ocupados.*

*El Transmisor preparará un documento en el cual se indiquen las características de los espacios de reserva establecidos en el presente Anexo y planos con la disposición propuesta de la ubicación, canalizaciones, distribución de los equipos en los espacios de reserva, planos electromecánicos y de obras civiles, y en general toda la ingeniería básica asociada. Esto deberá ser entregado al Interventor quien verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios de reserva y su correcto dimensionamiento.*



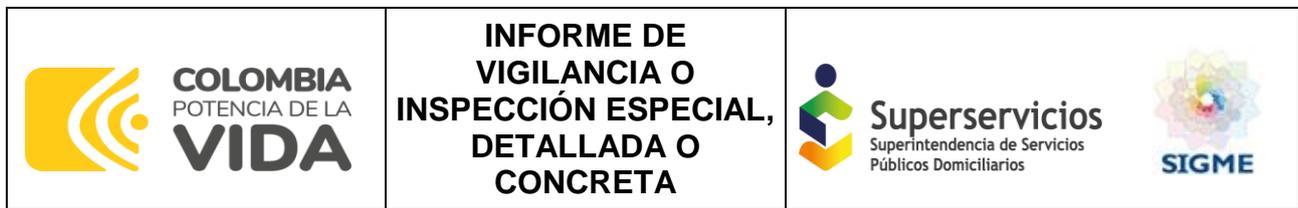
*Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente Proyecto) en las Subestaciones del STN y/o del STR no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública. (...)" Énfasis fuera del texto.*

Para esta Superintendencia es claro que, dentro de la Convocatoria 06 - 2018 quedaron incluidos los espacios de reserva de la obra necesaria para STR y que dichos espacios de reserva (terreno) fueron incluidos dentro de la oferta que presentó el Inversionista Adjudicatario ISA – ITCO. Dado que este proyecto ya se encuentra en operación y por lo tanto está siendo remunerado, si se procede a instalar el proyecto nueva subestación El Rio 110 kV en un terreno diferente al indicado por la UPME, como lo propone AIR-E (en terreno de su propiedad), se remuneraría también el terreno del proyecto de 110 kV, lo cual podría tener afectaciones en la tarifa para el usuario final.

Adicionalmente, dado que AIR-E menciona que hay algunos inconvenientes en los espacios de reserva de la actual convocatoria 06 – 2018, por causa de posibles inundaciones en el patio de 110 kV, previsto por el adjudicatario, por lo cual se sugiere a la UPME verificar como fueron entregados esos espacios de reserva y revisar lo mencionado en su momento por el interventor de la mencionada convocatoria. La SSPD informará de esta situación a la UPME.

Finalmente, AIR-E no da una fecha clara de la puesta en operación de los dos proyectos antes expuestos (Rio 110 kV y San Juan 110 kV). Menciona que el proyecto El Rio 110 kV se llevaría en su totalidad alrededor de 23 meses (8 meses de licenciamiento ambiental y permisos, y 15 meses de construcción). Entiende esta Superintendencia que, esos 23 meses se podrían empezar a contar desde el momento que la Comisión apruebe la modificación del Plan de Inversión que se presentará en el mes de agosto de 2024.

Bajo el panorama antes mencionado, el nivel de incertidumbre en la ejecución de esos proyectos es alto, pues, dentro del proceso de revisión por parte de la Comisión podría determinarse que esta solicitud no sea viable, generándose aún más retrasos, que se traducen posiblemente en mayores restricciones para el sistema interconectado nacional. Lo cual, afirma



las señales que muestran los análisis de XM, para un subsistema eléctrico que, al momento, ya presenta limitaciones.

La SSPD consultó a AIR-E SAS ESP si definitivamente se encontraban interesados en ejecutar los proyectos, a lo que el prestador respondió que, la decisión está condicionada a lo que se defina por parte de la CREG, pues están solicitando que se remunere lo que cuesta el proyecto en términos de suficiencia financiera.

Para el proyecto San Juan 110 kV, aplican las mismas condiciones que para el proyecto el Rio 110 kV, específicamente en lo relacionado con la remuneración de los espacios de reserva (Convocatoria UPME 04-2018). En lo concerniente a la fecha de puesta en operación de éste, se preguntó por parte de los Comisionados de la SSPD al personal de AIR-E SAS ESP si se consideraría el mismo tiempo indicado para El Rio 110 kV, frente a lo que se respondió que el tiempo de ejecución de para este proyecto sería de alrededor 33.7 meses. Lo anterior, dadas las condiciones del área, ya que posiblemente habría que realizar consultas previas. AIR-E suministro un cronograma de ejecución de este proyecto.

## **2. Proyectos Nueva subestación Galapá 110 kV, Nueva subestación Bureche 110 kV, Subestación Uribia 110 kV, Nueva subestación Palermo 110 kV.**

Frente a los anteriores proyectos a pesar tener fechas de entrada en operación cercanas, menciona el prestador que no han adquirido los lotes para la ubicación de estos. AIR-E SAS ESP, mencionó que para alguno de ellos se encuentran revisados de forma preliminar los lotes en donde se ubicaran las mencionadas subestaciones, sin que al momento de la visita se hayan comprado, y que además se han revisado trazados de líneas, entre otros.

Para el caso de estos proyectos Nueva Galapa, Burche y Palermo, el Prestador también expuso que, bajo las condiciones actuales, se encuentra un riesgo financiero en la ejecución, ya que al parecer los costos reales superan los costos remunerados por la CREG.

En lo concerniente al proyecto Nueva Galapa 110 kV, por parte de la SSPD se preguntó a AIR-E SAS ESP, si cumplirían con la fecha de puesta en operación del proyecto, a lo cual,

el prestador menciona que sí, sin embargo, dentro de la información suministrada en la reunión presencial, no se entrega mayor detalle de las compras de equipos y elementos del proyecto. Mencionan que, a la fecha de la visita, tienen una pequeña desviación en la ejecución del cronograma. Para esta subestación, también informó, que presentará solicitud modificación de Unidades Constructivas, a UC especiales, durante el mes de agosto de 2024, ante la CREG. Con lo cual, esta Superintendencia quiere levantar una señal de alerta, ya que no se llegaría a la fecha actualmente aprobada por la UPME, mediante su concepto de conexión.

Para el proyecto subestación Uribia 110 kV, menciona el operador de red que a pesar de tener concepto de conexión se han presentado algunos inconvenientes, por presuntas diferencias con un tercero involucrado (Cerrejón) con la conexión aprobada, Por lo que se han realizado varias mesas entre Cerrejon, Minenergía y UPME, generándose el compromiso entre las partes de revisar la conexión definitiva. Una vez exista concepto de conexión, estima el prestador un tiempo de ejecución de 29.1 meses de ejecución del proyecto. Mencionó adicionalmente que para este proyecto no ven un riesgo financiero.

Luego de haber realizado la revisión de manera detallada cada uno de los proyectos mencionados anteriormente, y dada la necesidad que los mismos tienen para el sistema, se encuentran presuntos incumplimientos regulatorios a lo definido en la Resolución CREG 024 de 2013. Lo anterior, entre otras por:

1. De acuerdo con la información suministrada por la UPME mediante radicado 20231000038561 de 31 de marzo de 2023 con asunto “*Respuesta a Solicitud de modificación fecha de puesta en operación de las subestaciones Nueva Río y Nueva San Juan 220/110 kV y líneas de 110 kV asociadas. Respuesta a radicado UPME 20231110031252*”, la cual señalan:

*“(…) Conforme todo lo anterior, **se solicita a AIR-E por última vez, que en un plazo máximo de un (1) mes**, contado a partir del recibo de la presente comunicación, constituya la respectiva garantía de ejecución y la entregue al ASIC para su aprobación acorde a lo estipulado en el artículo 31 de la Resolución CREG*

024 de 2013 modificado por el artículo 7 de la Resolución CREG 113 de 2015. (...).  
Énfasis fuera del texto.

A pesar de que la Unidad de Planeamiento Minero Energética **estableció un plazo para la constitución de la garantía de un mes**, a la fecha de la realización de la visita al Prestador, éste no había constituido la mencionada garantía. Condición frente a la cual, nos permitimos resaltar lo establecido en el artículo 31 de la Resolución CREG 024 de 2023, modificada por el artículo 7 de la Resolución CREG 113 de 2015, el cual manda:

“(..)

**PARÁGRAFO 1o.** *Cuando no se recurra a Procesos de Selección para ejecutar un proyecto en el STR y este se conecte a uno en el STN que va a construirse mediante un proceso de convocatoria, las condiciones de la garantía que debe cumplir el OR son todas las establecidas en la Resolución CREG 022 de 2001 o la que la modifique o sustituya, y su entrega, junto con la demás información requerida, deberá hacerse dentro del plazo que fije la UPME.*

**“(...) Si se incumple el plazo de entrega de la garantía o de la demás información solicitada por la UPME, el proyecto de expansión del STR se hará mediante un Proceso de Selección, en el que no podrá participar el OR que incumplió. (...). Énfasis fuera de texto.**

Condición, que además de generar las acciones correspondientes al interior de la SSPD, será informada a la UPME, con el objetivo de que se adelanten las acciones dispuestas por la Regulación.

Frente a los proyectos Galapá 110 kV, Nueva subestación Bureche 110 kV, Subestación Uribia 110 kV y Nueva subestación Palermo 110 kV, de acuerdo con la revisión realizada a los mismos durante la visita integral, no se encuentra avance en la ejecución de dichos proyectos, a pesar de que el Prestador ha manifestado interés en la ejecución de estos. Por lo tanto, si bien no se puede desconocer lo expuesto por AIR-E SAS ESP acerca de los presuntos riesgos financieros que conlleva la ejecución de los mismos, la SSPD

considera que, bajo las condiciones antes expuestas, se debe atender a lo dispuesto por el Regulador en el Artículo 9 de la Resolución CREG 024 de 2013, modificado por el Artículo 9 de la Resolución CREG 113 de 2015, donde se dispone:

***“ARTÍCULO 9o. COMPARACIÓN DE COSTOS MEDIOS.***

*Para considerar que un proyecto tiene costo superior al Costo Medio del Nivel de Tensión 4, definido en la Resolución CREG 097 de 2008 o aquella que la modifique o sustituya, **el OR que presenta el respectivo proyecto deberá seguir el siguiente procedimiento:***

*a) para cada una de las UC que hacen parte del nuevo proyecto el OR deberá informar los costos previstos para su instalación y montaje;*

***b) para cada una de las UC cuyo costo previsto supere el valor reconocido en la metodología vigente, el OR deberá justificar cuáles elementos de los que componen la UC ocasionan los mayores costos;***

***c) calcular el costo del proyecto con los costos previstos y verificar que la relación beneficio costo del proyecto es superior a 1.***

***Si el costo del proyecto calculado en el literal c) es superior al 105% del valor del proyecto calculado con base en las unidades constructivas vigentes, se considera que el proyecto tiene un costo medio por encima del Costo Medio del Nivel de Tensión 4.***

***Los resultados obtenidos deben hacer parte de la información del proyecto incluido en el plan de expansión del OR y que se entrega a la UPME en cumplimiento de lo establecido en el artículo 3o. Con base en esta información la UPME podrá dar inicio a un Proceso de Selección para construir el proyecto, de lo cual deberá informar a la CREG, anexando copia de los análisis elaborados por el OR sobre los costos de las unidades constructivas.***

**PARÁGRAFO. Los documentos donde se puedan comprobar los costos previstos deben quedar disponibles para que la CREG o la SSPD puedan hacer las verificaciones que consideren pertinentes. Cuando se trate de cotizaciones se deberá tener más de una. (...)**

Por lo anterior, la Superservicios sugiere al prestador revisar lo señalado en la Resolución CREG 024 de 2013 junto con sus modificaciones, esto con el fin de no poner en riesgo la atención de la demanda y resolver las restricciones eléctricas que se están presentando en las áreas que se encuentran bajo su responsabilidad. Igualmente se darán a conocer a la UPME las conclusiones del presente informe, para que actúe de acuerdo con sus competencias.

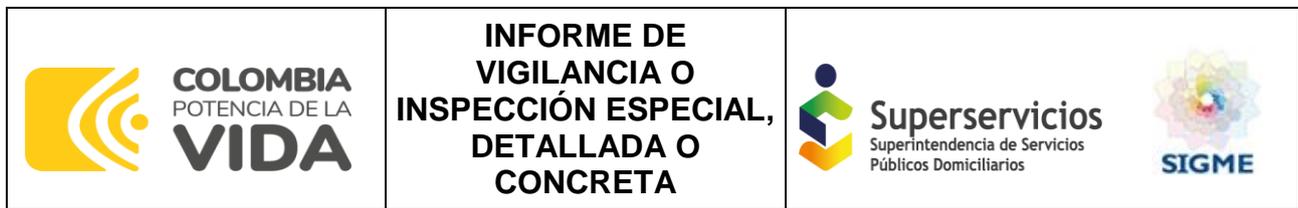
### **3. Nivel de Cortocircuito.**

Menciona AIR-E que las subestaciones Centro 110 kV, El Rio 110kV, Las Flores 110 kV, Oasis 110 kV y Silencio 110 kV presentan nivel de cortocircuito cercano o superior a la capacidad nominal, menciona el OR que incluirá estos proyectos dentro del Plan de Inversiones de 2024 – 2029, suministrando, además, los cronogramas de ejecución con la desagregación de las actividades y las fechas en las cuales se realizarán las expansiones requeridas. Frente a lo anterior, esta SSPD realizará seguimiento a la ejecución de dichas obras.

### **4. Radialidades**

Con relación a las subestaciones que actualmente son atendidas de manera radial, la superintendencia preguntó al Prestador, cuáles son los proyectos de expansión que se tienen contemplados para estas áreas, a lo cual el prestador indica:

- Salamina 110 kV, se han realizado varios análisis, pero aún no se encuentra definido proyecto de expansión.
- Juan Mina 110 kV, ya cuenta con proyecto de expansión asociado y es la nueva Subestación Galapa 110 kV.



- Cienaga, el proyecto que resuelve la radialidad es la Subestación Guacamayal 110 kV, cuenta con concepto de conexión con fecha de entrada en operación para 2024. Sin embargo, han solicitado modificación de la FPO para 2026 a la UPME
- Libertador y Manzanares, ya cuenta con proyecto de expansión y es la nueva subestación Bureche 110 kV.

### **5.15 Plan de inversiones**

En esta sección se brindará un resumen de la ejecución del plan de inversiones por parte de la empresa AIR-E en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018. Para ello se brindará un breve contexto de las inversiones en la región Caribe previo a la entrada en operación de los operadores AIR-E y AFINIA, un recorrido de la aprobación por parte de la CREG del plan de inversiones de AIR-E y sus iteraciones hasta ahora, análisis de las inversiones ejecutadas por la empresa, análisis de la remuneración recibida por la empresa por concepto de inversiones y divulgación de la ejecución de este plan al público general. Se recomienda al lector complementar la lectura de esta sección con lo presentado en la sección 6. de esta evaluación integral.

Es de relevancia resaltar que los montos monetarios presentados a partir de la subsección 5.4.2 estarán dados, a menos de que se indique lo contrario, en pesos colombianos de diciembre de 2017 para mantener consistencia regulatoria. Asimismo, aquellos montos monetarios que estén asociados al plan de inversiones regulatorio corresponderán a la valoración en unidades constructivas definidas por la CREG en los Capítulos 14 y 15 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018. Esta valoración hace parte del cálculo de la remuneración a recibir por el OR por concepto de inversiones en el marco de la metodología de distribución vigente y no representan la ejecución real de inversiones.

#### **5.15.1 Contexto inicial**

Previo a la entrada en operación a AIR-E en el mercado CARIBESOL, la operación de este mercado y de la región Caribe en general se encontraba a cargo de ELECTRICARIBE, empresa que fue intervenida por esta Superintendencia en 2016 por riesgo en la prestación del

servicio de energía eléctrica. Dentro del contexto que vivía la prestación del servicio en la región Caribe en aquel entonces estaba asociado a la falta de inversiones sobre su infraestructura eléctrica, por lo que el Gobierno Nacional en su entonces, buscó aliviar a través del *Plan 5 Caribe*.

Durante el año 2015 y 2016 se generó el plan de choque denominado “Plan 5 Caribe” como iniciativa para mejorar la confiabilidad, expansión y capacidad de demanda del sistema de energía eléctrica en la Costa Caribe con obras a lo largo del STN, STR y SDL. En el marco de este plan, el Gobierno Nacional invirtió alrededor de \$5,5 billones de pesos manifestados en alrededor de 37 proyectos en el STN y STR adjudicados por convocatoria por parte de la UPME; 22 de estos proyectos ejecutados y 15 que se encontraban en ejecución a corte de enero de 2021<sup>41</sup>. Adicionalmente como parte de esta inversión, se encontraban destinados alrededor de \$1,07 billones de pesos para la modernización de la infraestructura en el SDL que debió ejecutar Electricaribe.

En términos de inversión ejecutada, la Superintendencia durante el proceso de intervención a ELECTRICARIBE<sup>42</sup> reportó inversiones ejecutadas por ELECTRICARIBE como se presenta en la *Tabla 72. Inversiones ejecutadas por Electricaribe SA ESP (MCOP) - 2015-2016-2017* Tabla 72

**Tabla 72. Inversiones ejecutadas por Electricaribe SA ESP (MCOP) - 2015-2016-2017**

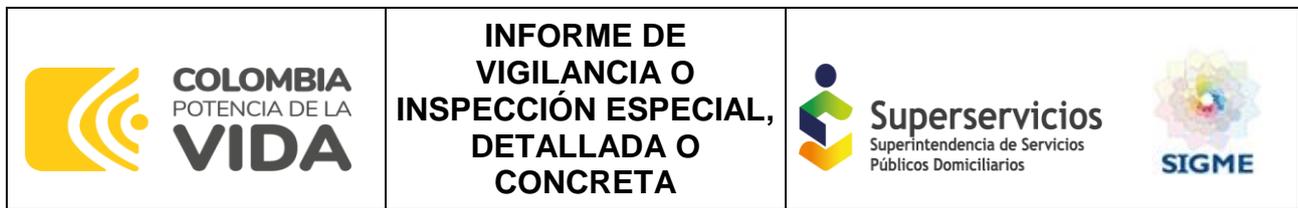
2015	2016	2017
131.803	131.745	147.595

Fuente: Elaboración propia a partir de presentación *Proceso de intervención Electricaribe S.A E.S.P.* SSPD

Siendo las inversiones correspondientes al 2017 ejecutadas en el marco de la intervención, financiadas a través de recursos CONPES, y que estuvieron orientadas a control de energía (pérdidas), calidad del servicio, entre otras inversiones. Así mismo, para el 2018 se tenían previstas inversiones por valor de \$250 MMCOP en infraestructura del STR y SDL y frenar el deterioro de la calidad del servicio y contener las pérdidas de energía.

<sup>41</sup> <https://www.elheraldo.co/economia/proyectos-por-38-billones-ejecuta-el-plan-5-caribe-785977>

<sup>42</sup> <https://www.andi.com.co/Uploads/RuttyPaola.pdf>



De esta manera, desde 2015 se han generado esfuerzos impulsados por Gobierno Nacional para generar inversiones a lo largo de la Costa Caribe, los cuales han estado mayormente enfocados a nivel de transmisión y que han tenido un impacto en la mejora en la confiabilidad del servicio, así como mejorar la capacidad transporte en la región, permitiendo mayor expansión en la demanda, así como generar infraestructura para el transporte de energía generada en la región al resto del país.

Los esfuerzos de inversión en distribución existieron por parte de ELECTRICARIBE por un valor estimado de \$860 mil millones de pesos<sup>43</sup> y fueron en su mayoría ejecutados con apoyo gubernamental. No obstante, previo a la entrada de AIR-E y AFINIA el sistema reflejaba necesidades que requerían de un esfuerzo de inversión más alto de lo que se había desarrollado. En noviembre de 2020, la Ministra de Minas y Energía afirmó que con la entrada de estas empresas se daría continuidad a las inversiones y que AIR-E y AFINIA (en este entonces Caribesol y Caribemar) invertirían alrededor de \$2,6 y \$3,2 billones de pesos, respectivamente<sup>44</sup>. Reflejando de esta manera, que el sistema en lo que respectaba a SDL y STR aún requería de un esfuerzo mucho mayor al que se logró ejecutar para toda la región por parte de Electricaribe previo y durante la intervención por parte de esta Superintendencia.

### **5.15.2 Plan de inversión aprobado**

Dentro del proceso de venta de los mercados antes mencionados, el operador de red AIR-E SAS ESP se hace como propietario dentro del mercado de comercialización CARIBESOL, para la operación, administración, mantenimiento y planeación de la infraestructura eléctrica asociada a este mercado de comercialización. Este, en cumplimiento de lo dispuesto en el régimen tarifario especial generó la solicitud de aprobación de cargos a lo largo de 2020. Este proceso estuvo sometido a diversos intercambios de información entre estos, la CREG, UPME y la misma SSPD, a través de los cuales se complementó y corrigió información necesaria para que la CREG pudiera aprobar la respectiva solicitud. En marzo de 2021 se aprobaron las

---

<sup>43</sup> <https://www.elheraldo.co/economia/proyectos-por-38-billones-ejecuta-el-plan-5-caribe-785977>

<sup>44</sup> <https://www.retieingenieriaygestion.com/plan-5-caribe/>

variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E a través de la Resolución CREG 024 de 2021.

En la *Tabla 73*, Tabla 124 se presentan un resumen de los montos aprobados en pesos de diciembre de 2017 para el plan de inversión y la aplicación de la cota definida en el literal b. del numeral 6.4 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018. Los montos aquí presentados, están dados en \$COP de diciembre de 2017 para mantener consistencia con lo presentado en la regulación.

**Tabla 73.** *Inversiones aprobadas para AIR-E en el marco del plan de inversión inicial. Montos dados en \$COP de diciembre de 2017.*

Variable \ Año	2021	2022	2023	2024	2025
<b>INVA</b>	339.804.131.941	197.409.267.985	284.847.816.329	344.826.150.094	302.701.315.857
<b>VPIE</b>	306.649.339.620	175.473.064.129	241.027.664.343	267.083.594.788	266.306.586.615
<b>% VPIE/CRR</b>	11,83%	6,77%	9,30%	10,30%	10,27%

Fuente: Elaboración propia con base en Res. CREG 078 de 2021.

Donde la variable **INVA**, es el monto de inversión anual aprobado para el plan de inversión a lo largo de todos los niveles de tensión en la Resolución CREG 078 de 2021, **VPIE** es el valor del plan de inversión entre los niveles 1 y 3, acorde a lo definido en el numeral 6.4.1 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018, y la variable **% VPIE/CRR**, es el porcentaje del **VPIE** con respecto al **CRR**<sup>45</sup>, que corresponde a la cota definida en el literal b. del Anexo General del numeral 6.4 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Sobre el particular, vale la pena resaltar que la Resolución CREG 015 de 2018 define que la variable **% VPIE/CRR** no puede ser superior al 8%, y este límite solo se podrá superar de manera excepcional cuando el OR identifique necesidades de proyectos de inversión que lo requieran. De acuerdo con el contexto inicial, a pesar de los esfuerzos logrados a través del Plan 5 Caribe, la región Caribe aún tenía altas necesidades de inversión remanentes en el

<sup>45</sup> CRR - Costo de reposición de referencia del OR al inicio del periodo tarifario. Numeral 6.4.2 de la resolución CREG 015 de 2018

SDL, cuantificadas en alrededor de \$2,6 billones de pesos, de acuerdo con las declaraciones de la Ministra de Energía en su entonces, para el mercado a atender por AIR-E. Para la aprobación de estos montos, la empresa presentó una serie de estudios técnicos a la Comisión que justificaron las necesidades identificadas, y que previamente, también se había identificado desde la toma de posesión de ELECTRICARIBE.

En concordancia con las disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018 para la solicitud de modificación al plan de inversión, AIR-E solicitó ajuste al plan de inversión ante la CREG en agosto de 2022. En la Resolución CREG 501 056 se aprobó el ajuste al Plan de Inversiones del mercado de comercialización atendido por AIR-E y a través de la Resolución CREG 501 011 de 2023 se resolvió el recurso de reposición interpuesto por la empresa AIR-E contra la Resolución CREG 501 056 de 2022. En estas resoluciones se ajustaron los montos anuales de inversión aprobados en pesos de diciembre de 2017 para los OR, y de esta manera presentando nuevos valores de %VPIE/CRR, tal y como se ilustra en la *Tabla 74*Tabla 125.

**Tabla 74.** *Inversiones aprobadas para AIR-E en el marco del plan de inversión ajustado. Montos dados en \$COP de diciembre de 2017.*

Variable\Año	2021	2022	2023	2024	2025
<b>INVA</b>	205.874.220.344	321.231.479.579	349.356.428.611	174.894.426.216	220.684.812.197
<b>VPIE</b>	190.749.956.838	302.981.681.863	277.708.815.905	169.414.834.794	202.207.413.182
<b>% VPIE/CRR</b>	7,36%	11,69%	10,71%	6,53%	7,80%

Fuente: Elaboración propia con base en Res. CREG 501 011 de 2023.

De esta manera, para el operador AIR-E fueron aprobadas inversiones valoradas en unidades constructivas entre 2021 a 2025 de \$1,469 billones de pesos en el marco del plan inicial y 1,391 billones de pesos en el marco del plan ajustado. Asimismo, el plan de inversión ajustado contempla inversiones hasta 2026, resultando en inversiones entre 2021 a 2026 de alrededor de \$1,612 billones de pesos. Es de resaltar que los montos presentados no necesariamente son comparables con los reportados en medios en su entonces dado que corresponde a valoración en unidades constructivas definidas por la CREG y, por otro lado, son montos dados en pesos de diciembre de 2017. No obstante, son reflejo de las necesidades que inversión que requería la infraestructura de distribución que entraba a operar AIR-E a partir de octubre de 2020.

Así las cosas, el plan de inversión aprobado para 2021 corresponderá al plan inicial, mientras que 2022 en adelante corresponderá al ajuste aprobado. En la

**Tabla 75** se presenta el plan de inversión aprobado desagregado por categoría de activo para los tres años evaluados.

**Tabla 75.** *Inversión aprobada desagregada por categoría de activo para los años 2021 a 2023.*

Categoría de activo \ Año	2021	2022	2023	Total
<b>Transformadores de potencia</b>	29.904.259.100	7.751.889.500	33.323.039.000	70.979.187.600
<b>Compensaciones</b>	701.022.784	700.440.798	0	1.401.463.582
<b>Bahías y celdas</b>	48.390.575.656	16.371.241.260	46.463.571.040	111.225.387.956
<b>Equipos de control y com.</b>	17.436.044.467	5.649.616.209	13.082.344.653	36.168.005.329
<b>Equipos de subestación</b>	4.058.392.798	5.914.866.000	7.417.502.000	17.390.760.798
<b>Otros activos subestación</b>	13.735.425.199	4.441.972.949	12.473.559.949	30.650.958.097
<b>Líneas aéreas</b>	108.157.816.657	81.989.010.872	136.490.281.689	326.637.109.218
<b>Líneas subterráneas</b>	15.933.729.967	6.934.458.326	12.137.223.424	35.005.411.717
<b>Equipos de línea</b>	18.124.810.172	8.758.316.000	7.580.574.000	34.463.700.172
<b>Centro de control</b>	39.192.523.356	26.838.514.875	10.068.404.001	76.099.442.232
<b>Transformadores de distribución</b>	30.340.685.000	31.349.394.000	30.234.583.000	91.924.662.000
<b>Redes de distribución</b>	13.828.846.785	9.174.499.555	11.960.396.823	34.963.743.163

Fuente: Elaboración propia con base resoluciones asociadas

En la **Tabla 76**, se presentan los montos de inversión aprobados, desagregados por nivel de tensión.

**Tabla 76.** *Inversión aprobada desagregada por nivel de tensión para los años 2021 a 2023.*

Nivel de tensión	2021	2022	2023	Total
1	44.169.531.785	40.523.893.555	42.194.979.823	126.888.405.163
2	213.219.044.745	125.237.216.033	217.204.364.997	555.660.625.775
3	49.260.763.090	24.988.847.250	43.582.337.043	117.831.947.383

Nivel de tensión	2021	2022	2023	Total
4	33.154.792.321	15.124.263.506	18.249.797.716	66.528.853.543
Total	339.804.131.941	205.874.220.344	321.231.479.579	866.909.831.864

Fuente: Elaboración propia con base resoluciones asociadas.

La información presentada en esta y subsecuentes secciones parte de las siguientes fuentes de información, actualizadas anualmente por parte del operador ante diferentes entidades:

- **Reporte al liquidador del mercado (LAC).** Los OR reportan a finales de febrero de cada año a XM en calidad de LAC, entre otras variables, los montos ejecutados del plan de inversión desagregado por nivel de tensión y unidad constructiva. Esto en el marco de la Circular CREG 012 de 2020. Con base en esta información el LAC actualiza los cargos de distribución en abril de cada año.
- **Reporte a la SSPD y la CREG:** Los OR remiten a finales de marzo de cada año a la SSPD y la CREG un informe anual de ejecución del plan de inversión durante el año anterior. Esto en el marco de la Circular CREG 024 de 2020. Con base en esta información se genera la vigilancia y el seguimiento de la ejecución de los planes.
- **Reporte al público general.** Los OR deben contar con una página Web dedicada a la divulgación de su plan de inversión y su ejecución, la cual debe contener un informe de ejecución orientado a usuarios. Así mismo, deben publicar a través de un medio de alta circulación un resumen del plan de inversión ejecutado. Esto en el marco del numeral 6.7 de la Res. CREG 015 de 2018.

Adicionalmente, la empresa aportó información complementaria adicional en el marco de esta evaluación solicitada por esta Superintendencia.

### 5.15.3 Ejecución del plan de inversiones

Esta Superintendencia ha hecho seguimiento permanente a los reportes de información de ejecución del plan de inversión por parte del operador de red en el marco de la Circular CREG 024 de 2020, la cual ha sido entregada oportunamente por parte del operador. Asimismo, se han adelantado ejercicios junto con la empresa de normalización del reporte en los formatos correspondientes en el Sistema Único de Información (SUI). En el marco de esta evaluación

integral, se sostuvo una mesa de trabajo en la cual se revisaron inversiones ejecutadas durante los tres años de ejecución del plan de inversión regulatorio en el marco de la Res. CREG 015 de 2018.

A través de una presentación la empresa expuso los principales proyectos de inversión ejecutados, empezando con videos corporativos dentro de los cuales se destacan las 100 obras insignia que hacen parte de la ruta de transformación definida por la empresa. Estas obras significativas comprenden proyectos en construcción de nuevas y repotenciación de subestaciones, redes y circuitos, aseguramiento de red y reducción de pérdidas.

Durante el ejercicio de la evaluación integral, se expuso por parte de los funcionarios de AIR-E que la empresa encontró durante el reconocimiento del sistema, previo a la entrada en operación, un sistema no solo con problemas respecto a la calidad del servicio y altos niveles de pérdidas, sino un sistema con problemas de cargabilidad en circuitos y transformadores, con baja confiabilidad ante contingencias y alto deterioro en activos. Teniendo en cuenta esta línea base, la empresa diseñó su plan de inversiones con miras a mejorar los aspectos delimitados, el cual ha sido un plan dinámico que se ha adaptado a las cambiantes necesidades del sistema, así como las diferentes contingencias que se han presentado a lo largo de los años. Se realiza una breve presentación de diferentes tipos de tecnologías que pueden encontrarse en las inversiones ejecutadas en subestaciones, presentando un análisis de los escenarios bajo los cuales se implementa cada una de estas.

En la *Tabla 77* se presentan los montos de inversión ejecutados correspondientes a la valoración de las unidades constructivas que la empresa puso en operación para cada uno de los años del plan de inversión y los cuales serán explorados a continuación.

**Tabla 77. Montos anuales ejecutados del plan de inversión de AIR-E.**

Estado\ Año	2021	2022	2023	Total
Aprobado	339.804.131.941	205.874.220.344	321.231.479.579	866.909.831.864
Ejecutado	328.898.833.715	188.223.748.545	81.190.579.686	598.313.161.947
Ejecución	96,79%	91,43%	25,27%	69,02%

**Fuente:** Elaboración propia con base en reporte de AIR-E en el marco de la Circular CREG 024 de 2020.

### 5.15.3.1 Año 1 – 2021

Para el primer año de ejecución del plan de inversión, la empresa ejecutó y puso en operación activos valorados en unidades constructivas por un monto total de \$ 327.465.619.296 COP de pesos de 2017, equivalente a un 96,8% de ejecución con respecto a lo aprobado en el plan inicial. Para mayor información, en la *Tabla 78* se presenta la ejecución desagregada por categoría de activo, mientras que en la *Tabla 79* se presenta la ejecución desagregada por nivel de tensión

**Tabla 78.** *Inversión ejecutada en el marco del plan de inversión desagregado por categoría de activo durante el año 2021.*

No.	Categoría de activo	Aprobado	Ejecutado	Ejecución
1	Equipos de subestación	29.904.259.100	29.904.259.100	100,00%
2	Otros activos subestación	701.022.784	701.022.784	100,00%
3	Líneas aéreas	48.390.575.656	48.803.193.820	102,73%
4	Líneas subterráneas	17.436.044.467	18.909.360.133	124,56%
5	Equipos de línea	4.058.392.798	4.050.198.798	98,74%
6	Centro de control	13.735.425.199	17.567.705.949	130,05%
7	Transformadores de potencia	108.157.816.657	95.662.533.003	89,14%
8	Compensaciones	15.933.729.967	13.739.857.950	72,77%
9	Bahías y celdas	18.124.810.172	17.177.529.172	96,07%
10	Equipos de control y com.	39.192.523.356	38.903.849.161	99,91%
11	Transformadores de distribución	30.340.685.000	33.273.846.000	110,60%
12	Redes de distribución	13.828.846.785	8.772.263.427	49,56%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de AIR-E en el marco de la Circular CREG 024 de 2020.

**Tabla 79.** *Inversión ejecutada en el marco del plan de inversión desagregado por nivel de tensión durante el año 2022*

Nivel de tensión	Aprobado	Ejecutado	Ejecución
1	44.169.531.785	42.046.109.427	95,19%
2	213.219.044.745	211.608.084.962	99,24%
3	49.260.763.090	39.533.218.138	80,25%
4	33.154.792.321	34.278.206.770	103,39%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de AIR-E en el marco de la Circular CREG 024 de 2020.

En la *Tabla 80* se presenta información de proyectos más significativos que fueron ejecutados por la empresa durante su primer año de ejecución, los cuales fueron expuestos en detalle durante la mesa de trabajo sostenida.

**Tabla 80.** *Proyectos representativos ejecutados en el plan de inversión durante 2021.*

Departamento	Nombre	Descripción y actividades	Usuarios beneficiados	Municipios beneficiados	Beneficios
<b>Inversión en subestaciones</b>					
Atlántico	Reemplazo de Celdas MT e instalación de banco de compensación en subestación Silencio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambio de celdas convencionales a gabinetes encapsuladas</li> </ul>	59.506	Barranquilla	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atención de demanda vegetativa.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reemplazo de dos conductores de media tensión subterráneos.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nuevas solicitudes usuarios industriales, comerciales y residenciales.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Instalación de dos bancos de compensación de 4,8 MVAR</li> </ul>			
Atlántico	Nueva subestación Norte	Construcción y puesta en operación de una nueva subestación eléctrica conformada por	11.507	Barranquilla	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atención de crecimiento de demanda en la zona Norte de Barranquilla y Puerto Colombia.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dos bahías encapsuladas a nivel 110 kV</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejora de la confiabilidad del sistema.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dos transformadores de potencia 30 MVA 110/13,8 kV</li> </ul>			
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tren de catorce celdas en SF6 en 13,8 kV.</li> </ul>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema de control, medida y protección.</li> </ul>					
Atlántico		Cambio de la totalidad de celdas de 13,8 kV por gabinetes encapsulados en SF6.	18.514	Barranquilla	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor confiabilidad de variables eléctricas.</li> </ul>

Departamento	Nombre	Descripción y actividades	Usuarios beneficiados	Municipios beneficiados	Beneficios
	Ampliación del nivel de corto circuito en Subestación El Rio	Instalación de nuevos gabinetes de 12,8 kV como reserva para atención de demanda futura.			<ul style="list-style-type: none"> <li>Mayor confiabilidad del sistema.</li> <li>Garantizar capacidad de demandas futuras</li> </ul>
Atlántico	Reposición de estructuras, cable de guarda y sistema de puesta a tierra en la línea 707 – 110 kV. Tebsa – La Unión	Reposición de dieciséis (16) torres de alta tensión y aproximadamente 3,7 km de cable de guarda y sus sistemas de puesta a tierra.	74.436	Soledad Barranquilla	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la seguridad a lo largo del tramo de la línea</li> </ul>
Atlántico, Magdalena, La Guajira	Reposición de estructuras, cable de guarda y sistema de puesta a tierra en las líneas de alta tensión (110 kV)	Reposición de estructuras metálicas, cambio de cable de guarda y sus sistemas de puesta a tierra en las siguientes líneas: LN 703 Caracolí – Silencio 1, LN 709 Cordialidad - Silencio 2, LN 721 Termoflores I – Oasis, LN 728 Tebsa – 20 de julio, LN 775 Caracolí – Malambo, LN 741 – Cuestecitas – Riohacha, LN 740 – Cuestecitas Maicao, LN 711 Fundación Rio Córdoba.	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la seguridad a lo largo del tramo de las líneas intervenidas</li> </ul>
Atlántico	Nueva Subestación Caracolí 110/13,8 kV	<p>Construcción y puesta en operación de una nueva subestación eléctrica conformada por</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Dos bahías encapsuladas a nivel 110 kV</li> <li>Dos transformadores de potencia 30 MVA 110/13,8 kV</li> <li>Gabinetes encapsulados en SF6 en 13,8 kV.</li> </ul>	38.641	Soledad Barranquilla	<ul style="list-style-type: none"> <li>Descargar parte de la subestación Veinte de Julio y Galapa.</li> <li>Fortalecimiento del sistema al contar con nuevos puntos de transferencia de carga y segmentación.</li> </ul>

Departamento	Nombre	Descripción y actividades	Usuarios beneficiados	Municipios beneficiados	Beneficios
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Sistema de control, medida y protección.</li> </ul>			
Atlántico	Nuevo circuito Malambo 7 y 8 13,8 kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalación de dos celdas doble barra de media tensión.</li> </ul>	11.364	Malambo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Capacidad para atención de crecimiento de demanda.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Construcción de arquitectura de red subterránea y aérea.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>Atención de nuevas solicitudes.</li> </ul>
					<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora en calidad del servicio.</li> </ul>
					<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción de pérdidas técnicas.</li> <li>Reducción de problemas de cargabilidad.</li> </ul>
Atlántico	Instalación Telecontrol IHM Subestación Campo de la Cruz	Actualización del sistema de control RTU (Unidad Terminal Remota) a IHM (Interfaz Hombre Maquina) en la subestación Campo de la Cruz.	14.419	Campo de la Cruz	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad.</li> <li>Mejora de los indicadores de calidad de servicio con flexibilidad en la operación.</li> </ul>
Atlántico	Nuevo Circuito Ponedera 13,8 kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalación de una bahía reducida en la subestación Ponedera interconectada con barraje existente.</li> </ul>	2.777	Ponedera	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción de pérdidas técnicas.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Construcción de la arquitectura de red.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad.</li> </ul>
					<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora en indicadores de prestación del servicio.</li> </ul>

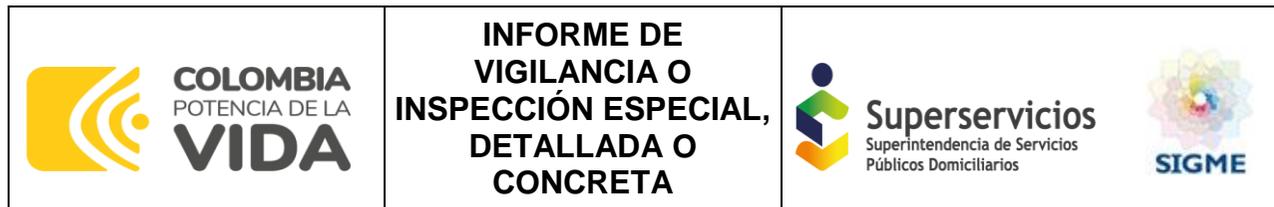
Departamento	Nombre	Descripción y actividades	Usuarios beneficiados	Municipios beneficiados	Beneficios
Atlántico	Ampliación en Capacidad de Transformación Subestación La Unión	• Reconfiguración Unión 3x50 MVA 110 kV	62.558	Barranquilla y Soledad	• Mejora de la confiabilidad.
		• Instalación de tres (3) transformadores de potencia de 50MVA 110/13,8kV.			• Atención de crecimiento de demanda.
		• Reemplazo de celdas de 13,8 a gabinetes encapsulados SF6.			• Minimización de eventos de fallas.
		• Reemplazo de los cables subterráneos de la salida de los circuitos de 13,8kV, incluyendo gabinetes para circuitos de reserva			
Magdalena	Reposición de celdas MT y Conductores de salidas circuitos 34,5kV en	• Cambio de la totalidad de los gabinetes de 34,5kV por gabinetes encapsulados en SF6.	1.561	Ciénaga	• Mejora de la confiabilidad.
	SE Rio Córdoba	• Instalación de un (1) nuevo gabinete de 34,5kV para la segunda línea Rio Córdoba - Zawady 34,5kV		Correg. Zona Bananera	• Atención de crecimiento de demanda.
		• Cambio de cables de potencia de las salidas de las líneas y de transformadores a nivel de 34,5kV.			
Magdalena	Inversiones Subestación Zawady	• Instalación de segundo transformador de potencia de 12.5MVA 34,5/13,8kV, junto con sus gabinetes asociados de media tensión 13,8kV (AIS), 34,5kV(GIS).	-	Correg. Rio Frio, Orihueca, Zawady, Zona Bananera	• Mejora de la confiabilidad.
		• Actualización del sistema de control e instalación de IHM.			• Atención de crecimiento de demanda.
		• Instalación de las celdas para los circuitos Zawady 4 y 5 a nivel de 13,8kV			
Magdalena	Inversiones Subestación Gaira	• Reposición de transformadores de tensión 110 kV por daño e histórico de fallas.	21.860	Santa Marta	• Mejora de la confiabilidad. • Minimización de eventos de fallas.

Departamento	Nombre	Descripción y actividades	Usuarios beneficiados	Municipios beneficiados	Beneficios
Magdalena	Inversiones Subestación Bonda	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalación de un segundo transformador de 12.5MVA 34,5/13,8kV junto con sus gabinetes asociados a nivel de 34,5kV.</li> </ul>	17.043	Correg.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalación de bahía reducida de la arquitectura de red Bonda 3 13,8kV.</li> </ul>		Bonda,	<ul style="list-style-type: none"> <li>Minimización de eventos de fallas.</li> </ul>
				Santa Marta	
Magdalena	Inversiones Subestación Salamina	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalación de celda 13,8kV para salida del nuevo circuito Salamina 4 a nivel de 13,8kV</li> </ul>	9.377	Salamina, El Piñon, Cerro de San Antonio	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Actualización del sistema de control coordinado e instalación de IHM.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>Atención de crecimiento de demanda.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Renovación de protecciones eléctricas de los niveles de 110kV y 34,5kV</li> </ul>			
Magdalena	Segundo transformador de potencia en Subestación Ciénaga	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalación del segundo transformador de potencia de 50MVA 110/13,8kV</li> </ul>	24.235	Ciénega	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad.</li> </ul>
	110/13,8kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>La reposición del transformador de potencia No.1 con sus cables de potencia de alimentación.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>Atención de crecimiento de demanda.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Sistema de control, protecciones, medida e IHM asociados.</li> </ul>			
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Celda nuevo circuito Ciénaga 5</li> </ul>			
Magdalena	Inversiones Subestación Fundación, Aracataca, Guacamayal	<ul style="list-style-type: none"> <li>Construcción de bahías e instalación de gabinetes encapsulados en Guacamayal para la interconexión de la línea Aracataca – Guacamayal</li> </ul>	14.687	Fundación, Aracataca y Guacamayal	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Actualización del sistema de control e instalación de IHM de la subestación Guacamayal</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>Atención de crecimiento de demanda.</li> </ul>
Guajira	Inversiones Subestación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Actualización del sistema de control e instalación de IHM</li> </ul>	12.236, 2.721, 7.787	Villanueva, Manaure, Barrancas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad.</li> </ul>

Departamento	Nombre	Descripción y actividades	Usuarios beneficiados	Municipios beneficiados	Beneficios
	Villanueva, Manaure, Barrancas				
Guajira	Inversiones Subestación Fonseca	• Instalación de un segundo transformador de 13.3MVA de 34,5/13,8kV junto con sus gabinetes y celdas asociadas de MT	14.953	Fonseca	• Mejora de la confiabilidad.
		• Reemplazo de celdas y gabinetes 13,8 y 34,5 kV			• Atención de crecimiento de demanda.
		• Actualización del sistema de control e instalación de IHM			
		• Reposición de cables subterráneos de las salidas de las líneas 34,5kV			
Guajira	Inversiones Subestación Hato Nuevo	• Instalación de un segundo transformador de potencia 6,5MVA 34,5/13,8kV y bahías convencionales asociadas	5.343	Hato Nuevo	• Mejora de la confiabilidad. • Atención de crecimiento de demanda
Guajira	Inversiones Subestación Maicao	• Instalación de un segundo transformador de potencia 30MVA 110/13,8kV y bahías convencionales 110kV asociadas.	35.878	Maicao	• Mejora de la confiabilidad.
		• Instalación de celdas 13,8kV			• Atención de crecimiento de demanda
		• Construcción y puesta en operación del circuito Maicao 7 a 13,8kV			
Guajira	Reposición Subestación San Juan	• Reposición del transformador No.1 de potencia en subestación San Juan por nuevo de 20MVA - 110/34,5/13,8kV.	12.567	San Juan del Cesar	• Mejora de la confiabilidad. • Atención de crecimiento de demanda
<b>Inversión en redes</b>					

Departamento	Nombre	Descripción y actividades	Usuarios beneficiados	Municipios beneficiados	Beneficios
Atlántico, Magdalena, La Guajira	Construcción de redes y nuevos circuitos 13,8 kV	Construcción de arquitectura de red tanto subterránea como aérea, instalación de reconectores, de los nuevos circuitos:	-	Malambo, Ponedera, Barranquilla, Ciénaga, Maicao	• Mejora de la confiabilidad e índices de calidad.
		• Malambo 7 13,8 kV			• Atención de crecimiento de demanda
		• Ponedera 1 13,8 kV			• Optimización de distribución de cargas y reducción de cargabilidad.
		• Norte 1, 2, 3, 4 13,8 kV			• Reducción de pérdidas técnicas
		• Caracolí 5 13,8 kV			
		• Silencio 11, 12			
		• Ciénaga 5 13,8 kV			
		• Bonda 3 13,8 kV			
		• Maicao 7			
Atlántico, Magdalena, La Guajira	LN 5166 - Río Córdoba - Zawady - 34,5 kV	• Construcción de una segunda línea de aproximadamente 16 km de longitud a nivel de tensión 34,5 kV entre las subestaciones Río Córdoba y Zawady	8.081	Correg. Rio Frio, Orihueca, Zawady de Zona Bananera	• Mejora de perfiles de tensión y confiabilidad.
		• Instalación de la nueva celda			
		• GIS 34,5 kV para bahía en la subestación Río Córdoba y			
		• una bahía de línea SF6 en la subestación Zawady			
<b>Aseguramiento de red</b>					

Departamento	Nombre	Descripción y actividades	Usuarios beneficiados	Municipios beneficiados	Beneficios													
Atlántico, Magdalena, La Guajira	Aseguramiento de red	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalación y reposición de redes de Media Tensión y transformadores de distribución</li> </ul>	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad e índices de calidad</li> <li>Flexibilidad en la operación</li> </ul>													
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Departamento</th> <th>Red (Km)</th> <th>Transform.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Atlántico</td> <td>67,2</td> <td>742</td> </tr> <tr> <td>Magdalena</td> <td>50,9</td> <td>643</td> </tr> <tr> <td>La Guajira</td> <td>11,7</td> <td>148</td> </tr> </tbody> </table>			Departamento	Red (Km)	Transform.	Atlántico	67,2	742	Magdalena	50,9	643	La Guajira	11,7	148		
		Departamento			Red (Km)	Transform.												
		Atlántico			67,2	742												
		Magdalena			50,9	643												
La Guajira	11,7	148																
Atlántico, Magdalena, La Guajira	Remodelación Circuito N2 (13,8 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reposición en 27 circuitos de elementos que habían cumplido su vida útil, estos elementos incluyen el cambio de crucetas, aisladores, apoyos y conductor.</li> <li>Kms intervenidos: 66,2 km</li> </ul>	148.750	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad e índices de calidad</li> <li>Flexibilidad en la operación</li> </ul>													
Atlántico, Magdalena, La Guajira	Reconectores y Switches	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalación y puesta en servicio de 275 reconectores junto con su sistema de telecontrol que genera integración con SCADA, permitiendo una operación en tiempo real</li> </ul>	789.963	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Disminución del tiempo de interrupciones por maniobras</li> <li>Segmentación de cargas en condiciones de fallas, mejorar las condiciones de protecciones.</li> </ul>													
Atlántico, Magdalena, La Guajira	Transformadores de Distribución	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reposición de transformadores de Distribución que presentan condiciones de deterioro o cumplimiento de vida útil.</li> <li>1866 transformadores repuestos.</li> </ul>	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad e índices de calidad</li> <li>Flexibilidad en la operación</li> </ul>													



Departamento	Nombre	Descripción y actividades	Usuarios beneficiados	Municipios beneficiados	Beneficios
Atlántico, Magdalena, La Guajira	Remodelación Circuito N3 (34,5 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reposición en líneas de 34,5 kV de elementos que habían cumplido su vida útil, estos elementos incluyen el cambio de crucetas, aisladores, apoyos y conductor.</li> </ul>	23.113		<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad e índices de calidad</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Kms intervenidos: 14,7</li> </ul>			
Atlántico	Repotenciación Anillo 34,5 Barranquilla	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reposición de 3,19 km de conductor y la construcción de estructuras tipo A, B y C entre las líneas LN-505, LN-506, LN-534, LN-535</li> </ul>	165.745		<ul style="list-style-type: none"> <li>Garantizar el servicio y fortalecer la arquitectura del SDL entre la Subestaciones Riomar, Las Flores y Silencio.</li> </ul>
					<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad e índices de calidad</li> </ul>
					<ul style="list-style-type: none"> <li>Flexibilidad en la operación</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia con base en presentación realizada por AIR-E.

### 5.15.3.2 Año 2 – 2022

Para el segundo año de ejecución del plan de inversión, la empresa ejecutó y puso en operación activos valorados en unidades constructivas por un monto total de \$ 188.223.748.545 COP 2017, equivalente a un 91,43% de ejecución con respecto a lo aprobado en el plan ajustado. En la Tabla 81. se presenta la ejecución desagregada por categoría de activo, mientras que en la Tabla 82 se presenta la ejecución desagregada por nivel de tensión

**Tabla 81.** *Inversión ejecutada en el marco del plan de inversión desagregado por categoría de activo durante el año 2022.*

No.	Categoría de activo	Aprobado	Ejecutado	Ejecución
1	Equipos de subestación	7.751.889.500	7.751.889.500	100,00%
2	Otros activos subestación	700.440.798	969.011.289	138,34%
3	Líneas aéreas	16.371.241.260	18.018.151.688	110,06%
4	Líneas subterráneas	5.649.616.209	8.131.725.357	143,93%
5	Equipos de línea	5.914.866.000	8.435.848.798	142,62%
6	Centro de control	4.441.972.949	6.396.763.975	144,01%
7	Transformadores de potencia	81.989.010.872	77.548.985.436	94,58%
8	Compensaciones	6.934.458.326	8.393.228.402	121,04%
9	Bahías y celdas	8.758.316.000	3.585.136.000	40,93%
10	Equipos de control y com.	26.838.514.875	4.103.590.000	15,29%
11	Transformadores de distribución	31.349.394.000	35.006.647.000	111,67%
12	Redes de distribución	9.174.499.555	9.882.771.101	107,72%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de AIR-E en el marco de la Circular CREG 024 de 2020.

**Tabla 82.** *Inversión ejecutada en el marco del plan de inversión desagregado por nivel de tensión durante el año 2022.*

Nivel de tensión	Aprobado	Ejecutado	Ejecución
1	40.523.893.555	44.889.418.101	110,77%
2	125.237.216.033	113.037.276.982	90,26%
3	24.988.847.250	22.776.754.883	91,15%
4	15.124.263.506	7.520.298.579	49,72%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de AIR-E en el marco de la Circular CREG 024 de 2020.

En la *Tabla 83* se presenta información de proyectos más significativos que fueron ejecutados por la empresa durante su primer año de ejecución, los cuales fueron expuestos en detalle durante la mesa de trabajo sostenida.

**Tabla 83.** *Proyectos representativos ejecutados en el plan de inversión durante 2022.*

Departamento	Nombre	Descripción y actividades	Usuarios beneficiados	Municipios beneficiados	Beneficios
<b>Inversión en subestaciones</b>					
La Guajira	Segundo transformador Subestación Uribia 34,5/13,8KV - 6,5MVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Instalación de un segundo transformador de 6,5MVA 30/13.8kV</li> <li>• Normalización del barraje a 34,5 kV y 13,8kV de la subestación</li> </ul>	3.468		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejora de la confiabilidad.</li> <li>• Atención de crecimiento de demanda</li> </ul>
Magdalena	Ampliación de transformación en Subestación Plato	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Instalación de un segundo transformador de 12.5MVA 34,5/13,8kV junto con sus gabinetes asociados.</li> <li>• Actualización del sistema de control, protecciones, medida e instalación de IHM.</li> </ul>	14.226	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejora de la confiabilidad.</li> <li>• Atención de crecimiento de demanda</li> </ul>
Magdalena	Inversiones Subestación Manzanares	Adquisición de equipo móvil de 34,5 kV	18.514	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minimiza los tiempos de mantenimiento.</li> <li>• Mejora tiempos de la atención de averías o daño catastrófico</li> </ul>
La Guajira	Compensación Capacitiva	Instalación de una compensación capacitiva de 3 MVAR en las siguientes subestaciones: Manaure, Villanueva, Fonseca	2.728, 12.326, 14.953	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejora de perfiles de tensión de las subestaciones Manaure, Uribia, Fonseca y Villanueva en niveles de 13,8 kV y 34,5 kV</li> </ul>

Departamento	Nombre	Descripción y actividades	Usuarios beneficiados	Municipios beneficiados	Beneficios
La Guajira	Compensación Capacitiva Villanueva 3MVAR	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalación de una compensación capacitiva de 3 MVAR.</li> </ul>	12.326	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de perfiles de tensión de las subestaciones Manaure y Uribia en niveles de 13,8 kV y 34,5 kV</li> </ul>
<b>Inversión en redes</b>					
Atlántico, Magdalena, La Guajira	Construcción de redes y nuevos circuitos 13,8 kV	Construcción de arquitectura de red tanto subterránea como aérea, instalación de reconectores, de los nuevos circuitos:	-	Barranquilla, Santa Marta	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad e índices de calidad.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Unión 11 13,8 kV</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>Atención de crecimiento de demanda</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Norte 5 13,8 kV</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>Optimización de distribución de cargas y reducción de cargabilidad.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Libertador 9 13,8 kV</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción de pérdidas técnicas</li> </ul>
Atlántico	Reposición De Cámaras Subterráneas Circuitos Buenavista y Riomar 11	Reposición de elementos en estado de deterioro de la cámara subterránea No. 7 conectada circuito Buenavista y de la cámara subterránea No. 11 ubicada en el trazado del circuito Riomar 11.	4.827	Barranquilla	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejorar la continuidad en la prestación del servicio, confiabilidad y seguridad de las instalaciones</li> </ul>
<b>Aseguramiento de red</b>					
Atlántico, Magdalena, La Guajira	Aseguramiento de red	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalación y reposición de redes de Media Tensión y transformadores de distribución</li> </ul>	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad e índices de calidad</li> </ul>
			Red	Transform.	

Departamento	Nombre	Descripción y actividades			Usuarios beneficiados	Municipios beneficiados	Beneficios
			(Km)				
		Atlántico	51,7	969			
		Magdalena	50,8	805			
		La Guajira	23,2	271			
Atlántico, Magdalena, La Guajira	Adecuación de líneas y circuitos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reposición en 34 circuitos de elementos que habían cumplido su vida útil, estos elementos incluyen el cambio de crucetas, aisladores, apoyos y conductor.</li> <li>Kms intervenidos: 131,6 km</li> </ul>			150.140	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad e índices de calidad</li> <li>Flexibilidad en la operación</li> </ul>
Atlántico, Magdalena, La Guajira	Transformadores de Distribución	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reposición de transformadores de Distribución que presentan condiciones de deterioro o cumplimiento de vida útil.</li> <li>1369 transformadores repuestos.</li> </ul>			-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad e índices de calidad</li> <li>Flexibilidad en la operación</li> </ul>
Atlántico, Magdalena, La Guajira	Reposición de línea 34,5 kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reposición en líneas de 34,5 kV de elementos que habían cumplido su vida útil, estos elementos incluyen el cambio de crucetas, aisladores, apoyos y conductor.</li> <li>Kms intervenidos: 25,8 km</li> </ul>			20.000		<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad e índices de calidad</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia con base en presentación realizada por AIR-E.

### 5.15.3.3 Año 3 – 2023

Para el segundo año de ejecución del plan de inversión, la empresa ejecutó y puso en operación activos valorados en unidades constructivas por un monto total de \$ 81.190.579.686 COP 2017, equivalente a un 25,27% de ejecución con respecto a lo aprobado en el plan inicial. En la *Tabla 84* se presenta la ejecución desagregada por categoría de activo, mientras que en la *Tabla 85* se presenta la ejecución desagregada por nivel de tensión.

**Tabla 84.** *Inversión ejecutada en el marco del plan de inversión desagregado por categoría de activo durante el año 2023.*

No.	Categoría de activo	Aprobado	Ejecutado	Ejecución
1	Equipos de subestación	33.323.039.000	0	0,00%
2	Otros activos subestación	0	0	
3	Líneas aéreas	46.463.571.040	41.949.262	0,09%
4	Líneas subterráneas	13.082.344.653	659.155.614	5,04%
5	Equipos de línea	7.417.502.000	3.081.492.000	41,54%
6	Centro de control	12.473.559.949	0	0,00%
7	Transformadores de potencia	136.490.281.689	17.226.624.060	12,62%
8	Compensaciones	12.137.223.424	9.018.132.001	74,30%
9	Bahías y celdas	7.580.574.000	5.225.424.000	68,93%
10	Equipos de control y com.	10.068.404.001	24.246.300.867	240,82%
11	Transformadores de distribución	30.234.583.000	20.442.770.000	67,61%
12	Redes de distribución	11.960.396.823	1.248.731.882	10,44%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de AIR-E en el marco de la Circular CREG 024 de 2020.

**Tabla 85.** *Inversión ejecutada en el marco del plan de inversión desagregado por nivel de tensión durante el año 2023.*

Nivel de tensión	Aprobado	Ejecutado	Ejecución
1	42.194.979.823	21.691.501.882	51,41%
2	217.204.364.997	30.646.200.761	14,11%
3	43.582.337.043	16.036.012.252	36,79%
4	18.249.797.716	12.816.864.791	70,23%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de AIR-E en el marco de la Circular CREG 024 de 2020.

En la *Tabla 86* se presenta información de proyectos más significativos que fueron ejecutados por la empresa durante su primer año de ejecución, los cuales fueron expuestos en detalle durante la mesa de trabajo sostenida.

**Tabla 86. Proyectos representativos ejecutados en el plan de inversión durante 2023.**

Departamento	Nombre	Descripción y actividades	Usuarios beneficiados	Municipios beneficiados	Beneficios					
<b>Aseguramiento de red</b>										
Atlántico, Magdalena, La Guajira	Aseguramiento de red	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalación y reposición de redes de Media Tensión y transformadores de distribución</li> </ul>	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad e índices de calidad</li> <li>Flexibilidad en la operación</li> </ul>					
		<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr> <th data-bbox="544 555 902 643"></th> <th data-bbox="902 555 1055 643">Red (Km)</th> <th data-bbox="1055 555 1256 643">Transform.</th> </tr> </table>					Red (Km)	Transform.		
						Red (Km)	Transform.			
		Atlántico				3,9	61			
		Magdalena				7,1	70			
La Guajira	1,9	13								
Atlántico	Adecuación de líneas y circuitos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reposición en 34 circuitos: Elementos que habían cumplido su vida útil, estos elementos incluyen el cambio de crucetas, aisladores, apoyos y conductor.</li> <li>Kms intervenidos: 5,54 km</li> </ul>	14.418	Candelaria, Suan, Santa Lucia y Campo de la Cruz	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora de la confiabilidad e índices de calidad</li> <li>Flexibilidad en la operación</li> </ul>					
Atlántico, Magdalena, La Guajira	Bancos de regulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalación de banco de regulación en las siguientes líneas.</li> </ul>	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejorar los perfiles de tensión recibidos por los usuarios.</li> <li>Mejora de la calidad de potencia.</li> </ul>					
		<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr> <th data-bbox="544 1026 902 1147">Línea</th> <th data-bbox="902 1026 1055 1147">Capacidad (KVAR)</th> </tr> </table>				Línea	Capacidad (KVAR)			
		Línea				Capacidad (KVAR)				
		Atlántico – Línea 523				667				
		Magdalena – Circuito Chivolo				167				
Magdalena – Línea 553	883									

Fuente: Elaboración propia con base en presentación realizada por AIR-E.

Para el año 2023, un año con inversiones aprobadas en magnitudes cercanas al primer año, se evidencia una reducción significativa en la ejecución de las inversiones. En contraste con años anteriores, y las inversiones aprobadas, la subejecución para 2023 se ve marcada por la reducida inversión en líneas y subestaciones, así como redes de distribución en nivel de tensión 1. Al consultar los motivos detrás esta situación, la empresa manifiesta las siguientes causas:

- **Opción tarifaria:** El monto de la deuda que se tiene por parte de los usuarios.
- **Fenómeno del niño:** para la región Caribe el fenómeno del Niño afectó en diferentes dimensiones. Por un lado, se presentó un crecimiento de la demanda que implicó que, a pesar de que la empresa tuviera un cubrimiento considerable de su demanda en contratos bilaterales, esta tuviera que cubrir el excedente resultante de este fenómeno a través de bolsa, aumentando su exposición. Situación, que coincidió con el aumento de los precios de la bolsa de energía, dando como resultado disminución de la capacidad de inversión para cubrir la compra de energía excedentaria necesaria para el cubrimiento de la demanda.

Ante esta contingencia, la empresa expuso que ejecutó una estrategia para afrontar los retos presentados a lo largo del año, a través de la cual tomó decisiones de inversión que priorizaran la satisfacción de necesidades energéticas de los usuarios en términos de mejora en la calidad del servicio, así como prioridades propias de la empresa tales como cumplir con las metas de reducción de pérdidas.

En términos de los índices de calidad del servicio, para este año la empresa reportó cumplimiento de las metas de calidad media, inclusive dando alcance a las metas fijadas para el año 2030, reflejando según ellos, que los proyectos de inversión ejecutados eran acordes a las finalidades del plan y los objetivos regulatorios establecidos, presentando una mejora en la prestación del servicio con respecto a la línea base de 2019. Adicional a esto, también indican haber presentado mejoras en reducción de las pérdidas de energía, cargabilidad de activos, confiabilidad del sistema y disponibilidad para atención de nueva demanda. Lo anterior, conllevó a que el prestador tomase dos consideraciones en torno a la ejecución de inversiones durante el 2023.

Por un lado, la empresa expresa que el 2023 fue un año de transición en el cual se revaluaron las inversiones por ejecutar con el fin de continuar mejorando los indicadores de prestación del servicio, y dar mayor prioridad en otros ámbitos en lo que respecta a calidad de potencia, en particular mejorar los perfiles de tensión. Respecto a este último aspecto, se destaca la ejecución de proyectos de reguladores y compensación reactiva, siendo este primer objeto de consulta por parte de la Superintendencia respecto a si es una solución permanente. La empresa manifestó que estas son medidas temporales mientras que se logran construir soluciones definitivas.

#### **5.15.4 Inconsistencia reporte ejecución 2023.**

En mayo de 2023, el Gobierno Nacional expidió la Ley 2294 de 2023 que contiene el Plan Nacional de Desarrollo (PND). Sobre el particular, el Artículo 236 de la mencionada Ley definió un mecanismo de flexibilización de las inversiones aprobadas en los planes de inversión de los operadores de red (OR) que hayan cumplido con las metas de calidad del servicio, definidas en la resolución particular de aprobación de cargos de cada agente. Para dichos efectos, designó a la CREG como la encargada de definir las condiciones de la flexibilización a través de resolución, acorde con las condiciones de cada mercado. Se entiende entonces, que el legislador dispuso que los OR puedan ejecutar sus planes de inversión en plazos mayores a los establecidos, con el fin de reducir los incrementos tarifarios. En otras palabras, al reducir las inversiones anuales que los operadores ejecutan, se reducirá el componente de distribución de la tarifa.

En respuesta al deber asignado, la CREG a través de la Circular CREG 057 de 2023 (Julio 2023), informa que como resultado de la revisión del mencionado artículo del PND, se encontró que la Res. CREG 015 de 2018, ya contempla lo dispuesto en dicho artículo dado que:

- Los planes de inversión pueden presentar desviaciones al momento de su ejecución y la remuneración (reflejada en la base regulatoria de activos) se ajusta con base en dicha desviación.
- La metodología contempla que los operadores de red pueden solicitar ajuste a su plan de inversiones periódicamente (cada dos años).

De esta manera, no fue expedido durante el año 2023 acto administrativo alguno, que definiera los lineamientos bajo los cuales las inversiones serían flexibilizadas.

A pesar de lo anterior, la empresa AIR-E tomó el artículo del PND antes referenciado, como soporte para generar un reporte interpretativo de información hacía XM, de las inversiones ejecutadas durante el 2023, en el que se registraron montos de ejecución, mayores a los que finalmente realizó el OR. Escenario bajo el cual, XM pudo haber hecho una incorrecta liquidación de cargos a este agente, que se resumía en un cargo de distribución mayor al que están percibiendo los usuarios en el presente, de no haber sido por la respuesta oportuna por parte de la CREG y esta Superintendencia. Ya que, desde la SSPD se remitió un oficio a XM SA ESP, en el que se ordenó hacer caso omiso de dicha información, y se le solicitó hacer uso de la información reportada por AIR-E a esta Entidad y a la CREG, la cual contaba con valores mucho menores a los valores “interpretativos” remitidos por la Empresa en mención.

A continuación, se resumen los hechos detrás de lo sucedido:

- El 28 de febrero de 2024, el operador de red AIR-E reportó a XM, en calidad de liquidador del mercado (LAC), información para la actualización de sus cargos para el 2024, en cumplimiento de lo dispuesto en la Circular CREG 012 de 2020. Dentro de esta información se encontraba el monto ejecutado por nivel de tensión y categoría de activo del plan de inversiones durante el 2023.
- Paralelo a este reporte, AIR-E remite a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) un comunicado, a través del cual le informa que la información reportada a XM corresponde a una interpretación de lo dispuesto en el Artículo 236 del PND, teniendo en cuenta que la CREG no generó ninguna disposición regulatoria sobre el particular. Su argumento principal, radica en que si bien la Res. CREG 015 de 2018 cuenta con mecanismos que pueden ser entendidos como *flexibilización*, estos aplican de manera equitativa para todos los operadores, en vez de brindar disposiciones particulares para aquellos que cumplieron los indicadores de calidad.
- En virtud de lo expuesto por dicho prestador, la CREG procedió a:
  - El día 19 de marzo de 2024, remite a esta Superintendencia solicitud de investigación en contra de AIR-E por presunta interpretación errada de la

normativa y regulación que tiene impactos sobre la tarifa de los usuarios en la componente de pérdidas.

- En respuesta a un requerimiento aparte, el día 22 de marzo dio respuesta a AIR-E, con copia a esta Entidad, en donde le expone al prestador que, si bien el tema había sido trabajado en la Circular CREG 057 de 2023, procederán a incluir su petición en próximo Comité de Expertos, con el fin de que se realicen los análisis correspondientes.
- El 27 de marzo de 2024, AIR-E remite a la CREG y esta Superintendencia la información asociada a la ejecución del plan de inversión en el marco de la Circular CREG 024 de 2020.
- En reacción a la solicitud de la CREG ante esta SSPD, desde la Dirección Técnica de Gestión de Energía se solicita XM la información remitida por el OR el 28 de febrero de 2024 en el marco de la Circular CREG 012 de 2020.
- Los reportes de información hacía XM (Circular CREG 012 de 2020) y hacía la CREG y SSPD (Circular CREG 024 de 2020) se presentan en la *Tabla 87* y *Tabla 88*, de donde es posible evidenciar diferencias significativas, lo cual se puede evidenciar con mayor claridad al comparar los montos por nivel de tensión.

**Tabla 87.** *Contraste ejecución de inversiones 2023 desagregado por categoría de activo para diferentes reportes por parte de AIR-E.*

Nivel de tensión	Categoría de activo	Circular CREG 012 de 2020 (LAC)	024 de 2020 (CREG, SSPD)
2	1	3.994.737.000	0
	2	0	0
	3	113.829.682	13.230.682
	4	1.277.942.000	339.270.000
	5	25.390.589.000	2.983.536.000
	6	47.203.000	0
	7	54.240.457.024	12.770.754.809
	8	5.512.479.434	4.542.438.981
	9	5.395.501.000	1.914.870.000
	10	8.108.546.625	8.082.100.289
3	1	1.918.506.000	0
	2	0	0
	3	28.718.580	28.718.580

Nivel de tensión	Categoría de activo	Circular CREG 012 de 2020 (LAC)	024 de 2020 (CREG, SSPD)
	4	319.885.614	319.885.614
	5	393.131.000	97.956.000
	6	6.690.000	0
	7	3.921.882.936	3.813.186.899
	8	383.610.870	383.610.870
	9	5.234.448.000	3.310.554.000
	10	8.108.546.625	8.082.100.289
4	1	5.760.288.000	0
	2	0	0
	3	274.701.312	0
	4	0	0
	5	1.016.460.000	0
	6	6.690.000	0
	7	642.682.352	642.682.352
	8	4.092.082.150	4.092.082.150
	9	0	0
	10	8.108.546.625	8.082.100.289
1	11	35.220.740.000	20.442.770.000
	12	4.090.844.411	1.248.731.882
<b>Total</b>		<b>183.609.739.239</b>	<b>81.190.579.686</b>

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de AIR-E en el marco de la Circular CREG 012 y 024 de 2020.

**Tabla 88.** *Contraste ejecución de inversiones 2023 desagregado por nivel de tensión para diferentes reportes por parte de AIR-E.*

Nivel de tensión	012 de 2020 (LAC)	024 de 2020 (CREG, SSPD)
1	39.311.584.411	21.691.501.882
2	104.081.284.765	30.646.200.761
3	20.315.419.624	16.036.012.252
4	19.901.450.439	12.816.864.791

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de AIR-E en el marco de la Circular CREG 012 y 024 de 2020.

- La posición de la CREG respecto a la flexibilización de inversiones implica que las disposiciones de la Res. CREG 015 de 2018 aplican uniformemente para todos los operadores. Con base en esto y teniendo en cuenta lo dispuesto en el Artículo 7 de la Resolución CREG 036 de 2019, el 12 de abril de 2024 se solicitó a XM tener en cuenta la información reportada por la empresa en el marco de la Circular CREG 024 de 2020 para la liquidación de cargos de distribución y pérdidas reconocidas y debía generar las

correcciones y recálculos que dieran al lugar. El 16 de abril de 2024 se realizó un alcance a la solicitud corrigiendo la información suministrada al haber intercambiado los montos reportados para los niveles de tensión 2 y 4.

- XM, liquidó y ajustó los cargos de distribución y las pérdidas reconocidas desde abril de 2024 teniendo en cuenta la información de la Circular CREG 024 de 2020, de tal manera que, el efecto del reporte hecho por AIR-E en el marco de la Circular CREG 012 de 2020 no se vio reflejado hacia los usuarios a través de la componente tarifaria de pérdidas y distribución.

El efecto que pudo haber tenido el reporte *indicativo* hecho por AIR-E ante XM puede resumirse en los siguientes dos puntos

- El monto de ejecución \$183.609.739.329 equivale a un  $X_{r,t}$ <sup>46</sup> de **7,08%**. Esto implica que la empresa AIR-E hubiera obtenido el máximo del incentivo de pérdidas adicionales, por lo que sus pérdidas reconocidas hubieran sido las máximas posibles. En contraste, ejecución de \$81.190.579.832,12 equivale a un  $X_{r,t}$  de **3,13%**. En consecuencia, la liquidación hecha por XM a partir de 2024, el índice de pérdidas adicionales es de 0% y, por ende, AIR-E perdió el incentivo de pérdidas adicionales a partir de abril de 2024. Perder este incentivo implica que las pérdidas reconocidas serán iguales a las eficientes, es decir, el mínimo posible.

Ante este riesgo que aún no se había materializado, AIR-E manifestó a la CREG que:

*“Se hace referencia a lo anterior, toda vez que, **al disminuir el valor del  $X_{r,t}$  definido como la razón entre las Inversiones Ejecutadas y el Costo de Reposición de Referencia de la compañía, se impacta el reconocimiento de pérdidas, a pesar de que AIR-E viene cumpliendo a cabalidad la senda de pérdidas definida por la CREG, pasando de aproximadamente un 27% a un rango entre 16.6% y 11.42%,**”*

---

<sup>46</sup>  $X_{r,t}$  - Porcentaje de Inversión proyectada o ejecutada anual de un OR – Numeral 7.1.4.3.2 de la resolución CREG 015 de 2018

**lo cual, causaría un daño patrimonial, haciendo inviable la prestación del servicio a más de cinco millones de habitantes donde Air-e presta el servicio de energía eléctrica.**”. Énfasis fuera de texto.

En la *Tabla 89*, se presenta el contraste entre las pérdidas reconocidas estimadas, entre el escenario en el que se hubiera tomado en cuenta el reporte hacia XM y el que se encuentra siendo aplicado que corresponde al reporte hacia la CREG

**Tabla 89.** *Contraste pérdidas reconocidas estimadas para 2024 desagregado por nivel de tensión resultado de diferentes reportes por parte de AIR-E*

Nivel de tensión	Circular CREG 012 de 2020	Circular CREG 024 de 2020
1	20,27%	11,67%
2	6,30%	2,20%
3	3,41%	2,68%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de XM.

De haberse materializado una liquidación con base en la información reportada por AIR-E a XM, los índices de pérdidas reconocidos hubieran sido mayores a las que actualmente está siendo aplicados. Resultando en una mayor componente de pérdidas y una contribución al aumento de los cargos de distribución. Para un mayor detalle de las pérdidas adicionales y reconocidas, se invita al lector a consultar la sección de Anexos.

- El monto de ejecución \$183.609.739.329 hubiera resultado en un BRAEN mayor al que se encuentra siendo aplicado y, por ende, el ingreso anual aprobado hubiera sido mayor, ello implicando que los cargos de distribución serían mayores. Lo anterior, a razón de que el ajuste por diferencia entre lo ejecutado y aprobado y los índices de ajuste por nivel de tensión hubiera sido menor. Esto puede observarse en la *Tabla 90*.

**Tabla 90. INVA, INVR, IAPA y BRAEN desagregada por nivel de tensión para el ciclo 2024 bajo diferentes reportes por parte de AIR-E.**

Circular CREG 024 de 2020 (Reporte a CREG y SSPD)					
Nivel de tensión	INVA <sub>t</sub> (Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR para el año en evaluación)	INVR <sub>t-1</sub> (Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR en el año inmediatamente anterior al de evaluación)	INVA <sub>t-1</sub> (Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR para el año inmediatamente anterior al que está en evaluación)	BRAEN <sub>t</sub> (Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR en el nivel de tensión n para el año en evaluación)	IAPA (Índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n para el año en evaluación)
1	54.767.420.313	21.691.501.882	42.194.979.823	34.786.255.972	1
2	183.048.012.991	30.646.200.761	217.204.364.997	-90.178.008.545	0,52
3	39.893.382.601	16.036.012.252	43.582.337.043	11.042.469	0,64
Total	277.708.815.905	68.373.714.895	302.981.681.863	-55.380.710.104	-
Circular CREG 012 de 2020 (Reporte a XM SA ESP)					
Nivel de tensión	INVA <sub>t</sub>	INVR <sub>t-1</sub>	INVA <sub>t-1</sub>	BRAEN <sub>t</sub>	IAPA
1	54.767.420.313	39.311.584.411	42.194.979.823	50.443.639.801	1
2	183.048.012.991	104.081.284.765	217.204.364.997	-5.347.595.673	0,69
3	39.893.382.601	20.315.419.624	43.582.337.043	4.298.701.534	0,69
Total	277.708.815.905	163.708.288.800	302.981.681.863	49.394.745.662	-
Diferencia					
Nivel de tensión	INVA <sub>t</sub>	INVR <sub>t-1</sub>	INVA <sub>t-1</sub>	BRAEN <sub>t</sub>	IAPA
1	-	17.620.082.529	-	15.657.383.829	-
2	-	73.435.084.004	-	84.830.412.872	0,17
3	-	4.279.407.372	-	4.287.659.065	0,05
Total	-	95.334.573.905	-	104.775.455.766	-

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de XM.

Esto hubiera resultado en una mayor Base Regulatoria de Activos (BRA), Recuperación de Capital (RC) e Índice Anual Aprobado (IAA) como se observa en la *Tabla 91*.

**Tabla 91.** BRA, RC e IAA desagregada por nivel de tensión para el ciclo 2024 bajo diferentes reportes por parte de AIR-E.

CREG 024 de 2020			
Nivel de tensión	BRA <sub>t</sub>	RC <sub>t</sub>	IAA
1	612.558.530.683	12.330.515.036	86.388.841.396
2	1.207.186.602.779	11.523.899.306	157.822.986.632
3	300.794.142.344	11.572.554.161	48.303.857.556
Total	2.120.539.275.806	35.426.968.503	292.515.685.583
CREG 012 de 2020			
Nivel de tensión	BRA <sub>t</sub>	RC <sub>t</sub>	IAA
1	627.829.578.364	13.016.283.492	88.920.879.516
2	1.290.817.241.976	14.363.489.435	170.773.521.040
3	304.958.505.524	11.777.504.226	49.012.279.129
Total	2.223.605.325.864	39.157.277.153	308.706.679.685
Diferencia			
Nivel de tensión	BRA <sub>t</sub>	RC <sub>t</sub>	IAA
1	15.271.047.681	685.768.456	2.532.038.120
2	83.630.639.197	2.839.590.129	12.950.534.408
3	4.164.363.180	204.950.065	708.421.573
Total	103.066.050.058	3.730.308.650	16.190.994.102

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de XM.

En término de los cargos de distribución, en la *Tabla 92* se presenta el contraste entre la estimación de cargos por uso para el mes de abril, bajo estos escenarios en donde se puede evidenciar la diferencia que hubiera resultado la aplicación de los montos ejecutados reportados por AIR-E a XM.

**Tabla 92.** Cargos de distribución para abril de 2024 bajo diferentes reportes por parte de AIR-E.

Nivel de tensión	Circular CREG 012 de 2020	Circular CREG 024 de 2020
1	184,02	157,60
2	116,15	108,56
3	87,20	86,34

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de XM.

Ahora bien, la CREG expidió el Proyecto de Resolución CREG 701 056 de 2024 “*Por el cual se definen las condiciones a las que hace referencia el artículo de la Ley 2294 de 2023*”, en la cual, con relación a las disposiciones de la Circular CREG 057 de 2023, considera que

“ (...)

*Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión ha seguido analizando lo dispuesto en el artículo 236 de la Ley 2294 de 2023, y ha identificado elementos adicionales que pueden incorporarse en la regulación actual, los cuales permiten en mayor medida dar cumplimiento a lo dispuesto en este artículo, en relación con la flexibilización a que allí se hace referencia, llevando a cabo la ejecución de los planes de inversión en plazos mayores a los actuales. (...)*”

De esta manera, el regulador parece indicar que estaba definiendo disposiciones regulatorias en torno a la solicitud de flexibilización de inversiones, condiciones para que un OR aplique a este mecanismo, las condiciones de incumplimiento y sus consecuencias, así como modificación de las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1. Entre las condiciones para aplicar, se destaca que el operador de red debe garantizar una disminución en el incremento tarifario con respecto a los valores que están siendo calculados bajo las reglas vigentes de la Res. CREG 015 de 2018.

Dado el cumplimiento de los índices de calidad, AIR-E sería entonces uno de los candidatos a optar por este esquema de flexibilización de inversiones. Dependiendo de lo que apruebe la CREG a través de resolución en torno a la flexibilización de sus inversiones, ello puede llevar a nuevos ajustes a la remuneración e ingreso a recibir por la empresa. Lo anterior no exime a la empresa de las posibles acciones que pueda adelantar esta Superintendencia a raíz del reporte interpretativo hecho hacía XM y que pudo haber resultado en una afectación a la tarifa de los usuarios.

### **5.15.5 Ejecución presupuestal**

Como se ha resaltado anteriormente, las inversiones aprobadas y ejecutadas presentadas hasta el momento, corresponden a su valoración en unidades constructivas, las cuales fueron

definidas por la CREG en la Resolución CREG 015 de 2018. Por lo tanto, si bien son un referente, no necesariamente corresponden a la ejecución efectiva de las inversiones de los operadores de red. En consecuencia, se solicitó a la empresa aportar la ejecución presupuestal junto con sus fuentes de financiación, el cual se ilustra en la *Tabla 93*. Los montos presentados se encuentran dados en pesos corrientes del año correspondiente.

**Tabla 93.** *Ejecución presupuestal de inversiones por parte de AIR-E entre 2021, 2022 y 2023*

Tipología de Proyectos	2021	2022	2023
Calidad del servicio	247.375.841.132,32	252.498.769.875	127.330.653.853,93
Control de Energía	160.323.084.234	233.401.025.801	63.175.109.584,71
Otras Inversiones	65.721.535.580	48.019.378.319,87	9.451.380.352,14
<b>Total general</b>	<b>473.420.460.947,96</b>	<b>533.919.173.996,42</b>	<b>199.957.143.790,78</b>
<b>Fuentes de financiación</b>	- Capitalización. - Rendimientos Financieros. - Ingreso por indemnización por daños en activos	- Préstamos Bancarios y vinculados. - Rendimientos Financieros. - Ingreso por indemnización por daños en activos.	Préstamos Bancarios y vinculados

Fuente: Elaboración propia con base en información provista por AIR-E.

Sobre el particular, el Prestador manifestó su preocupación por la valoración actual de las unidades constructivas, ya que en el presente no está reflejando los esfuerzos de inversión reales ejecutados por las empresas y está induciendo en que haya proyectos de inversión que al parecer no cierren financieramente. Esto a raíz de los efectos que tuvo la pandemia de COVID-19 tales como el alza en la TRM, alza de precios en los equipos y altos costos de importación.

Situación, que como se expuso previamente en el proceso de revisión efectuada en el tópico de proyectos de expansión en el STR, parece ser la principal causa del retraso en el avance de los proyectos, pues, según se informa por el personal de AIR-E, no tienen cierre financiero y por lo tanto su ejecución no es viable desde este punto de vista. Razón por la cual, la empresa optará por solicitar una valoración excepcional a la CREG a través de Unidades Constructivas Especiales.

La empresa además, aportó el presupuesto a destinar para ejecución de inversiones durante 2024, el cual se presenta en la *Tabla 94*.

**Tabla 94.** Presupuesto de inversión para el año 2024 por parte de AIR-E.

Tipología de Proyectos	2024
Calidad del servicio	276.494.870.405,68
Control de Energía	163.156.348.591,30
Otras Inversiones	21.435.601.424,67
<b>Total general</b>	<b>461.086.820.421,64</b>

Fuente: Elaboración propia con base en información provista por AIR-E.

Presupuesto que, de ser ejecutado en su totalidad, reflejaría un panorama favorable con respecto al año 2023. No obstante, teniendo en cuenta el comportamiento de las inversiones durante el año anterior, y teniendo en cuenta los efectos en el ingreso resultado de ello, la Superintendencia consultó respecto a si este presupuesto continuaba en firme y no se vería comprometido. Al respecto, la empresa informó que está garantizando las fuentes de financiación a través de préstamos bancarios y acuerdos comerciales. En particular destacaron el financiamiento a largo plazo por valor de hasta \$180.000 millones concertado con el Banco Interamericano de Desarrollo<sup>47</sup>.

### 5.15.6 Verificación de inversiones

A lo largo de la visita realizada en el marco de la evaluación integral, se realizaron visitas en las subestaciones presentadas en la *Tabla 95*. Nodos eléctricos, sobre las cuales se realizó una verificación visual de los proyectos de inversión ejecutados en sitio.

**Tabla 95.** Subestaciones visitadas en el marco de la evaluación integral a AIR-E.

Departamento	Subestación
Atlántico	Riomar, Las Flores, El Rio, Veinte de Julio, Silencio, Oasis, Norte
Magdalena	Gaira, Ciénaga, Libertador, Manzanares, Santa Marta
La Guajira	Cuestecitas, Maicao, Riohacha, San Juan

Fuente: SSPD

En términos generales a lo largo de las visitas se lograron evidenciar parte de las obras de inversión ejecutadas que fueron previamente relacionadas en estas subestaciones, así como

<sup>47</sup> <https://idbinvest.org/es/medios-y-prensa/bid-invest-apoya-air-e-para-impulsar-y-mejorar-el-servicio-electrico-en-el-caribe#:~:text=BID%20Invest%20proveer%C3%A1%20de%20un,en%20la%20costa%20norte%20colombiana.>

los equipos y materiales para futuros proyectos de inversión a ejecutar como lo es la repotenciación de uno de los transformadores de la subestación Libertador de 30 MVA a 50 MVA.

En términos generales, se visitaron una muestra de las Unidades Constructivas que componían los diferentes proyectos de inversión en esas subestaciones, entre los que se encuentran equipos tales como celdas y equipos de control y comunicaciones son de tecnología moderna y de estado del arte. Así mismo, el equipo que acompañó las visitas contaba con el conocimiento técnico especializado necesario, resolviendo las diferentes preguntas que durante la jornada se plantearon por parte de la Superintendencia.

Al respecto, vale la pena resaltar que la ejecución del plan de inversiones estará sujeta a la verificación anual que se llevará a cabo parte de firmas verificadoras debidamente avaladas por el Consejo Nacional de Operación - CNO. Las disposiciones regulatorias para estas auditorías de verificación están plasmadas en la Resolución CREG 101 022 de 2022 y posteriormente modificada por la Resolución CREG 101 039 de 2024. En particular esta última define un criterio de operadores de red a ser priorizados, el cual AIR-E cumple. De esta manera, la expectativa por parte de esta Superintendencia, y que fue posteriormente ratificada al LAC, es que, durante el año en curso o inicios del 2025, AIR-E sea una de los primeros operadores de red para los cuales se verificarán sus inversiones a través de estas auditorías.

Es de resaltar que, en la mesa de trabajo sostenida con el operador, estos manifiestan estar preparados para estas auditorías e hicieron una demostración de las herramientas tecnológicas con las que disponen para ello.

#### **5.15.7 Estrategia de comunicación**

La Resolución CREG 015 de 2018 en el numeral 6.7 del anexo general define que los Operadores de Red deben definir una estrategia de comunicación para difundir con los usuarios el plan de inversión, las metas reposición, calidad, reducción y mantenimiento de pérdidas. Esta estrategia debe contener como mínimo los siguientes tres puntos

“(…)

- a. *Elaboración de un informe anual, en lenguaje sencillo, con las metas, inversiones e indicadores de ejecución del plan de inversión para los usuarios del mercado de comercialización. El informe deberá ser publicado en la página web del OR antes del último día hábil del mes de marzo de cada año.*
- b. *Desarrollo y mantenimiento de un sitio web con la información asociada a la ejecución del plan de inversión.*
- c. *Publicación anual en un diario de amplia circulación en el mercado de comercialización de un resumen con las metas propuestas y el avance en la ejecución de los proyectos de inversión. (...)*

Con respecto a los literales a. y b., previo a la evaluación integral se consultó la existencia del sitio web en cuestión, sobre el cual se encontraron dos instancias de páginas web con contenido relacionado

- **Planes de inversión** (<https://www.air-e.com/planes-de-inversion>).
- **Circular CREG 024 de 2020** (<https://www.air-e.com/conoce-air-e/normatividad/resoluciones-creg/circular-creg-024-2020>).

El contenido del primer sitio, correspondía solo a la ejecución general del plan de inversión durante 2021, pero no para el resto de los años. Por otro lado, el segundo contenía los informes definidos por el literal a, de esta manera dando cumplimiento a estos literales. No obstante, la diferencia principal de estas dos páginas era la accesibilidad: con una búsqueda a través de cualquier motor de búsqueda, la primera era más accesible.

Con base en lo anterior, durante la mesa de trabajo se trató lo anterior y se realizó el ejercicio de búsqueda de información relacionada con el plan de inversión de AIR-E y su ejecución, demostrando la fácil accesibilidad del primero, pero la falta de información de este. Lo anterior si bien no siendo un incumplimiento regulatorio, si implica una problemática para la empresa dado que el público general desconoce de la Circular CREG 024 de 2020 y encontraría fácilmente el primer enlace, encontrando información incompleta que podría llevar a malentendidos.

De esta manera, se dio la recomendación de mejorar la estrategia de comunicación que se está implementando. Por un lado, se recomendó unificar la página web donde se puede consultar la información relacionada al plan de inversión de la empresa y su ejecución. En revisión durante el mes de julio del año en curso, se evidencia que la empresa atiende la primera recomendación al observar que las páginas fueron unificadas a través del primer enlace, mientras que el segundo da a error de existencia.

Por otro lado, se recomendó que la página donde estuviera unificada la información contenga un mayor volumen de información sobre el plan de inversión y lo que ha ejecutado la empresa. Este contenido adicional se sugirió sea intuitivo e interactivo para el usuario general, en el que se pudieran observar a lo largo de cada departamento y municipio cuales son los principales proyectos de inversión ejecutados, qué desarrolló la empresa, sus objetivos, y beneficios que su ejecución ha traído o podría traer. Lo anterior considerando que, de acuerdo con lo mostrado durante la mesa de trabajo, la empresa tiene inversiones ejecutadas que tuvieron un impacto significativo en la prestación del servicio, pero que el público general no tiene forma de saber cuáles son y su respectiva influencia.

En revisión de esta segunda recomendación, se evidencia que la empresa actualizó la página web con información a corte de 2023. En esta se tiene acceso a los informes de ejecución del plan de inversión e información general de los montos ejecutados valorados en unidades constructivas desagregado por departamento y tipo de proyecto, y las inversiones reales realizadas por la empresa. Al respecto, se mantiene la recomendación y se proponen las siguientes actividades a realizar a futuro

- Desarrollo de herramienta interactiva orientada a usuario en el que se pueda consultar información de los proyectos de inversión ejecutados.
- Cargar las presentaciones de la ejecución del plan de inversión aportada a la CREG y a esta Superintendencia en el marco de la Circular CREG 024 de 2020 como fuente alternativa de información orientada al usuario.
- Aclarar la diferencia entre las inversiones para infraestructura eléctrica y las inversiones realizadas por la empresa. Además, informar qué otros conceptos, aparte de infraestructura eléctrica, contempla este segundo.

- Utilizar esta página Web para divulgar noticias orientadas exclusivamente a ejecución de obras en el marco del plan de inversión que publique la empresa.

### **5.16 Plan de gestión de pérdidas**

La gestión de pérdidas de un operador de red tiene como objetivo contener, mantener y reducir las pérdidas de energía a lo largo del Sistema de Distribución Local (SDL) y Sistema de Transmisión Regional (STR) que este opera. Para este fin, los operadores diseñan un plan de gestión de pérdidas a través del cual se busca reforzar los esquemas de medición, modernizar la recolección y procesamiento de información, fortalecer el diagnóstico de fuente, y plantear estrategias, actividades e inversiones con las cuales se busca reducir las pérdidas tanto técnicas como no técnicas.

En esta sección se explorará el marco regulatorio en torno a los planes de gestión de pérdidas en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, como la empresa AIR-E lo ha implementado, los resultados obtenidos, que se traducen en una reducción sostenida de su índice de pérdidas totales, logrando llegar a cumplir la meta de reducción para la vigencia 2023. En caso de no contar con familiaridad con el marco regulatorio en torno a los planes de gestión de pérdidas y el reconocimiento de pérdidas, se recomienda al lector revisar la sección de Anexos como lectura complementaria.

Por último, vale la pena aclarar que en esta sección no se explorará el reconocimiento tarifario de las pérdidas, el cual, si bien es transversal a la gestión de pérdidas por remunerarse a través del CPROG, el cálculo del índice de pérdidas reconocidas y su impacto tarifario, no se ven influenciadas directamente por las acciones de gestión realizadas por la empresa. Para un análisis detallado de este ámbito, se recomienda al lector revisar la sección de Anexos como lectura complementaria.

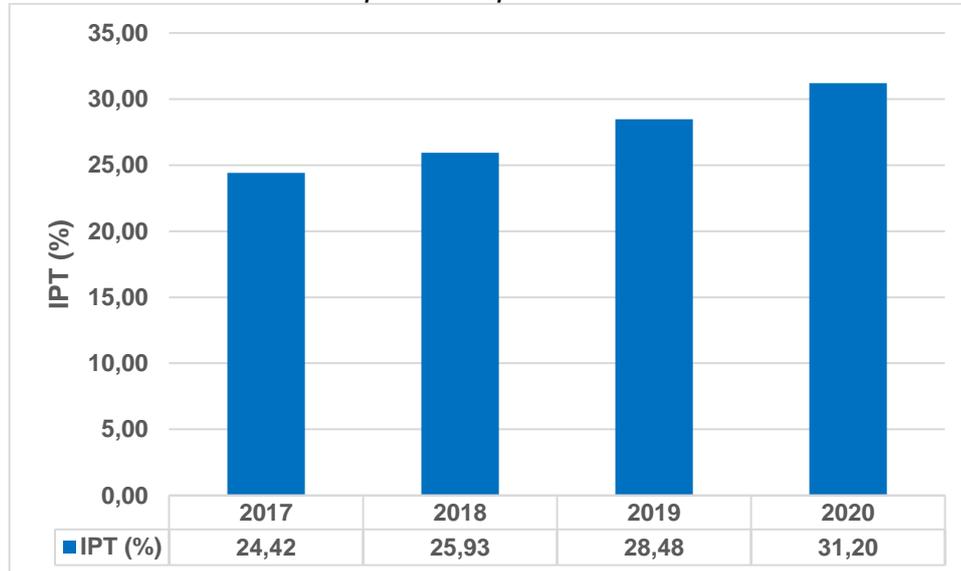
### 5.16.1 Contexto inicial

Es de conocimiento general, la situación coyuntural alrededor de las pérdidas de energía a lo largo de la Costa Caribe, desde que se encontraba a cargo de este mercado la empresa ELECTRICARIBE. Previo a 2016, las bajas inversiones realizadas por el mencionado prestador en infraestructura, junto con otros ámbitos alrededor de la operación y el mantenimiento de este mercado, resultaron en una infraestructura deteriorada que contribuyó al aumento de las pérdidas de energía, así como en el deterioro de la calidad del servicio de energía eléctrica suministrado.

Para finales del año 2016, se da el proceso de intervención de ELECTRICARIBE por parte de esta Superintendencia, que termino con la finalización del mercado caribe y la creación de los nuevos mercados, Caribesol y Caribemar, hacia el año 2020. Durante esta ventana de tiempo, el gobierno nacional realizó su mejor esfuerzo por tratar de controlar las pérdidas crecientes de energía, y realizar inversiones que contribuyeran a la mejora en la calidad del servicio, sin lograr obtener los mejores resultados.

Lo anterior, resultando en una creciente inconformidad de los usuarios respecto a la calidad del servicio, y el incremento de las pérdidas de energía. Escenario, que fue recibido por este agente el primero de octubre del año 2020, momento en el que AIR-E comienza su operación comercial. El deterioro en el índice de pérdidas para el mercado CARIBESOL se evidencia en la Figura 82.

**Figura 82.** Evolución del índice de pérdidas para el mercado CARIBESOL 2017 – 2020



**Fuente:** elaboración propia a partir de información provista por AIR-E.

AIR-E, en cumplimiento de lo dispuesto en el régimen tarifario especial y la metodología de distribución vigente, generó la solicitud de aprobación de cargos durante el 2020. Este proceso estuvo sometido a diversos intercambios de información entre estos, la CREG y la misma SSPD, a través de los cuales se completó y corrigió información necesaria para que la CREG pudiera aprobar la respectiva solicitud. Tal como se expuso, durante el capítulo del Plan de Inversiones.

De los cargos aprobados se destaca que la Comisión a partir de información dispuesta en el Sistema Único de Información (SUI) de la SSPD y de ELECTRICARIBE, calculó los índices de pérdidas presentados en la Tabla 96 y reflejados en los Artículos 16 y 17 de la resolución CREG 024 de 2021.

**Tabla 96.** Índices de pérdidas totales iniciales para AIR-E

$IPT_{j,0}$ (%)	$IPT_{1,j,0}$ (%)
27,21	35,05

Fuente: elaboración propia a partir de información de la Resolución CREG 024 de 2021.

Donde  $IPT_{j,0}$ , es el índice de pérdidas totales a lo largo de todos los niveles de tensión para el respectivo OR a la fecha de corte, e  $IPT_{1,j,0}$ , es el índice de pérdidas totales para el nivel de tensión 1, para el respectivo OR en la fecha de corte.

Al respecto, vale la pena destacar que, por disposiciones del régimen tarifario especial para Caribe (Resolución CREG 010 de 2020), la fecha de corte para los operadores del Caribe es diciembre de 2019 y el índice aprobado contrasta con el presentado por AIR-E en la **SEQ Figura 1\* ARABIC**. No obstante, se destaca que para el 2020, se presentó un deterioro adicional del índice de pérdidas que en principio no necesariamente es atribuible a la falta de acción por parte de la empresa dado que su entrada en operación fue en octubre. En lo expresado por la empresa, este crecimiento se vio influenciado por dinámicas de inversión, así como el confinamiento en respuesta a la emergencia sanitaria del COVID-19, que vivió el país durante ese año.

Por otro lado, en el Artículo 14 de las resoluciones referenciadas estableció los índices de pérdidas eficientes por nivel de tensión ( $Pe_{j,n}$ ), en concordancia con lo establecido en el Artículo 12 de la Resolución CREG 010 de 2020, como se presenta en la Tabla 97. *Índices de pérdidas eficientes por nivel de tensión aprobados para AIR-E*. El artículo antes mencionado, dicta que los índices de pérdidas eficientes para los mercados resultantes serían iguales a los calculados para el mercado Caribe a la fecha de expedición de la Ley 1955 de 2019. En otras palabras, los índices de pérdidas eficientes calculados para ELECTRICARIBE.

**Tabla 97. Índices de pérdidas eficientes por nivel de tensión aprobados para AIR-E.**

Nivel de tensión	1	2	3
$Pe_{j,n}$ (%)	11,67	2,2	2,68

Fuente: elaboración propia a partir de información de la Resolución CREG 024 de 2021.

### 5.16.2 Plan de reducción de pérdidas aprobado

La Resolución CREG 015 de 2018 introdujo los planes de gestión de pérdidas para los operadores de red, divididos en dos tipos: mantenimiento y reducción. Los planes de mantenimiento se entienden como las actividades de administración, operación y mantenimiento ejecutadas por los operadores de red a través de las cuales los OR mantienen sus índices de pérdidas en niveles cercanos a sus condiciones iniciales, y los OR reciben la respectiva remuneración para este cometido.

AIR-E, como empresa cumplió con las condiciones para optar por un plan de reducción de pérdidas, siendo estas condiciones:

- No contar con resolución particular expedida en el marco de la Resolución CREG 172 de 2011.
- Contar con un índice de pérdidas totales en el nivel de tensión 1 ( $PT_{1,0}$ , 35,05%) mayor al índice de pérdidas reconocido de nivel de tensión 1 ( $P_{j,1}$ , 11,67%) a fecha de corte (diciembre de 2019).

De esta manera, la empresa presentó para aprobación por parte de la CREG un plan de reducción de pérdidas cuya metodología de diseño se presenta en la *Figura 83*. Metodología para el diseño del plan de reducción de pérdidas propuesto por AIR-E a la CREG. Este plan de gestión de pérdidas define estrategias encaminadas al control energético, mejora de la red y tecnificación de la medida. Lo anterior, sin dejar de lado el trabajo social con las diferentes comunidades, dado que la ejecución de las acciones planteadas depende de la gestión social realizada con el usuario para la divulgación de las acciones, su propósito, y el establecimiento de compromisos de ambas partes para la longevidad de estas.

**Figura 83.** Metodología para el diseño del plan de reducción de pérdidas propuesto por AIR-E a la CREG.



Fuente: AIR-E. Plan Integral de Reducción de Pérdidas Caribe Sol.

Como parte del plan de gestión presentado por la empresa, se enseñó un presupuesto con el costo de ejecución del plan y las metas anuales de reducción en un horizonte de 10 años, también denominadas senda de pérdidas. La CREG generó la respectiva revisión con base en los costos, inversiones, metas de reducción, y contrastando con un modelo de costos eficientes aprobó el plan de reducción a través de la resolución de aprobación de cargos previamente citada. Así mismo, tanto las metas de reducción como los costos aprobados fueron ajustados posterior al recurso de reposición interpuesto por la empresa y respondido por la CREG en resolución previamente referenciada<sup>48</sup>.

### 5.16.2.1 Costos del plan

El costo total del plan (CTP) aprobado por la CREG a diez (10) años, corresponde al mínimo entre el costo presentado por las empresas y el costo resultado del modelo de costos eficientes empleado por la CREG. El costo presentado por las empresas puede desagregarse en dos partes: inversiones y mantenimiento. En la *Tabla 98* se presenta el contraste entre los costos anuales avalados por la CREG durante la aprobación de cargos.

**Tabla 98.** *Costos anuales del plan de reducción de pérdidas regulatorio aprobado para AIR-E*

Variable	Inicial	Firme
<b>CAP</b> <sup>49</sup>	23.956.003.032	87.410.184.440
<b>INVNUC</b> <sup>50</sup>	106.059.000.000	76.732.400.000
<b>AOM</b> <sup>51</sup>	0	10.677.784.440

Fuente: elaboración propia a partir de información de la Resolución CREG 024 y 078 de 2021.

Respecto al costo de inversiones, este corresponde al Costo de las Inversiones en activos que no son clasificables como UC (INVNUC). Es decir, son inversiones que no son remunerables a través de unidades constructivas del plan de inversión (aquellas que lo son, corresponden a lo

<sup>48</sup> Resolución CREG 078 de 2021

<sup>49</sup> **CAP**: Costo anual del plan de gestión de pérdidas del mercado de comercialización aprobado a AIR-E.

<sup>50</sup> **INVNUC**: Costo de las inversiones en activos que no son clasificables como UC del OR j, aplicable para los planes de reducción de pérdidas.

<sup>51</sup> **AOM**: Gastos en Administración, Operación y Mantenimiento de AIR-E en pérdidas de energía.

que se presentará en la sección del plan de inversiones), pero que están orientadas a la reducción de pérdidas.

La CREG define las siguientes inversiones en el marco de este plan:

*“(...) medidores de usuarios finales regulados que no cuenten con medidor a la fecha de presentación del plan y su costo no sea trasladado al usuario, medidores en el arranque de todas las líneas, equipos de medida en los puntos de entrada de cada nivel de tensión, macromedidores instalados en transformadores de distribución y sistemas de medición centralizada, incluyendo software y comunicaciones. (...)”.*

En contraste, el costo por mantenimiento de pérdidas, corresponde a los gastos históricos de los 4 años previos a la fecha de corte, siendo este periodo 2015 a 2019 para los operadores del Caribe. Adicionalmente, el régimen tarifario especial (Res. CREG 010 de 2020) definió que se utilizaría la información de este mercado provista por ELECTRICARIBE y se repartiría el costo total resultante entre los mercados resultantes en proporción a la longitud de redes rurales de nivel de tensión 2. Es de resaltar que, los costos aprobados son descontados del  $AOM_{base}$  reconocido en los cargos de distribución con el fin de evitar doble reconocimiento.

La diferencia entre los montos entre los cargos aprobados inicialmente y los que quedaron en firme posterior a respuesta a recurso de reposición, radica en que ciertas actividades presentadas por el operador como presupuesto a remunerar a través del CPROG correspondían a actividades de mantenimiento, y que no habían sido identificadas como tal por la CREG en la aprobación inicial, tal y como se muestra en la *Tabla 99*. Presupuesto del plan de reducción de pérdidas propuesto por AIR-E ante la CREG. Se resalta que, los montos totales presupuestados para ejecución entre los años 2021 a 2030 a son anualizados.

**Tabla 99.** Presupuesto del plan de reducción de pérdidas propuesto por AIR-E ante la CREG

ACTIVIDAD	TIPO	Presupuesto (\$MCOP 2017)
Normalización	Inversión	349.128
Revisiones	AOM	206.279
Incorporación Usuarios No Clientes (Censo)	Inversión	7.576
Inspección Grandes Consumidores	AOM	9.445
Instalación Totalizadores Subnormales Existentes	Inversión	3.867
Instalación Totalizadores Subnormales Nuevos	Inversión	1.018
Gestión Alarmas	AOM	855
Gestión Social	AOM	58.327
Comunicaciones	Inversión	35.236
Software medida Centralizada	Inversión	29.363
Medición Centralizada	Inversión	224.666
Macromedida	Inversión	116.469
<b>Total</b>	<b>1.042.330</b>	
<b>Total inversión (INVNUC)</b>	<b>767.324</b>	
<b>Total inversión (AOM)</b>	<b>275.006</b>	
ACTIVIDAD	TIPO	Presupuesto (\$MCOP 2017)
Normalización	Inversión	349.128
Revisiones	AOM	206.279
Incorporación Usuarios No Clientes (Censo)	Inversión	7.576
Inspección Grandes Consumidores	AOM	9.445
Instalación Totalizadores Subnormales Existentes	Inversión	3.867
Instalación Totalizadores Subnormales Nuevos	Inversión	1.018
Gestión Alarmas	AOM	855
Gestión Social	AOM	58.327
Comunicaciones	Inversión	35.236
Software medida Centralizada	Inversión	29.363
Medición Centralizada	Inversión	224.666

Macromedida	Inversión	116.469
<b>Total</b>		<b>1.042.330</b>
<b>Total inversión (INVNUC)</b>		<b>767.324</b>
<b>Total inversión (AOM)</b>		<b>275.006</b>

Fuente: elaboración propia a partir del *Plan Integral de Reducción de Pérdidas Caribe Sol* presentado por AIR-E.

El monto asociado al rubro de AOM presentado en la tabla anterior, no coincide con el aprobado por la CREG, dado a que este monto no corresponde al AOM de pérdidas explicado anteriormente. Ello, debido a que los costos de AOM a reconocer en el plan de reducción de pérdidas se calculan con base en información histórica entre 2015 y 2019 y, por ende, no tiene en cuenta gastos en reducción de pérdidas de 2021 a 2030. De esta manera, el presupuesto a ejecutar en estas actividades proviene de recursos propios de la empresa.

Ahora bien, si bien la remuneración que ha recibido la empresa a lo largo de los últimos tres años, y que recibirá hasta el 2030, es uniforme, la proyección en los costos a ejecutar por año contemplados por la empresa no lo son. Dicha proyección se presenta en la **Tabla 100**:

**Tabla 100.** *Distribución de presupuesto para gestión de pérdidas propuesto por AIR-E*

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
69.453	72.346	72.346	75.238	88.857	91.749	96.971	99.000	102.475	105.668

Fuente: elaboración propia a partir del *Plan Integral de Reducción de Pérdidas Caribe Sol* presentado por AIR-E.

### 5.16.2.2 Senda de pérdidas

La senda de pérdidas corresponde a metas anuales de reducción del índice de pérdidas totales (no se debe confundir con las pérdidas reconocidas) en un horizonte de 10 años. Partiendo de una condición inicial aprobada por la CREG de este índice ( $IPT_{j,0}$ ) de 27,21%, la meta de reducción a 10 años, entre las iteraciones de aprobación de cargos, es llegar al valor mostrado en la Tabla 101.

**Tabla 101.** Meta de reducción de índice de pérdidas totales a 10 años (2030) aprobada para AIR-E.

Variable	Inicial	Firme
ITPS <sub>i,10</sub>	13,46	16,28

Fuente: elaboración propia a partir de información de la Resolución CREG 024 y 078 de 2021.

Específicamente, la CREG a través del radicado S-2021-005313, definió las metas anuales en firme del plan de reducción para AIR-E, como se muestra en la *Tabla 102*

**Tabla 102.** Metas anuales aprobadas para el plan de reducción de pérdidas de AIR-E.

Año	Índice de Pérdidas (%)
1	27,85
2	26,56
3	25,27
4	23,98
5	22,69
6	21,40
7	20,10
8	18,81
9	17,52
10	16,23

Fuente elaboración propia a partir de información de la Resolución CREG 024 y 078 de 2021.

El cumplimiento de estas metas influye primordialmente en la remuneración que recibe el OR por concepto de plan de gestión a través de la variable CPROG de la componente de Pérdidas, en particular lo que compete a inversión (INVNUC). Al respecto, se quiere resaltar que si bien en principio, un prestador que tiene valores por encima del índice de la variable *IPT* para el año de su evaluación, implica perder la respectiva remuneración, la Resolución CREG 167 de 2020, estableció condiciones particulares para ajuste a la senda de pérdidas y a la evaluación del plan de reducción para todos los OR a nivel país para los dos primeros años de evaluación. El detalle de los criterios de evaluación puede ser revisando en la sección de Anexos comercial.

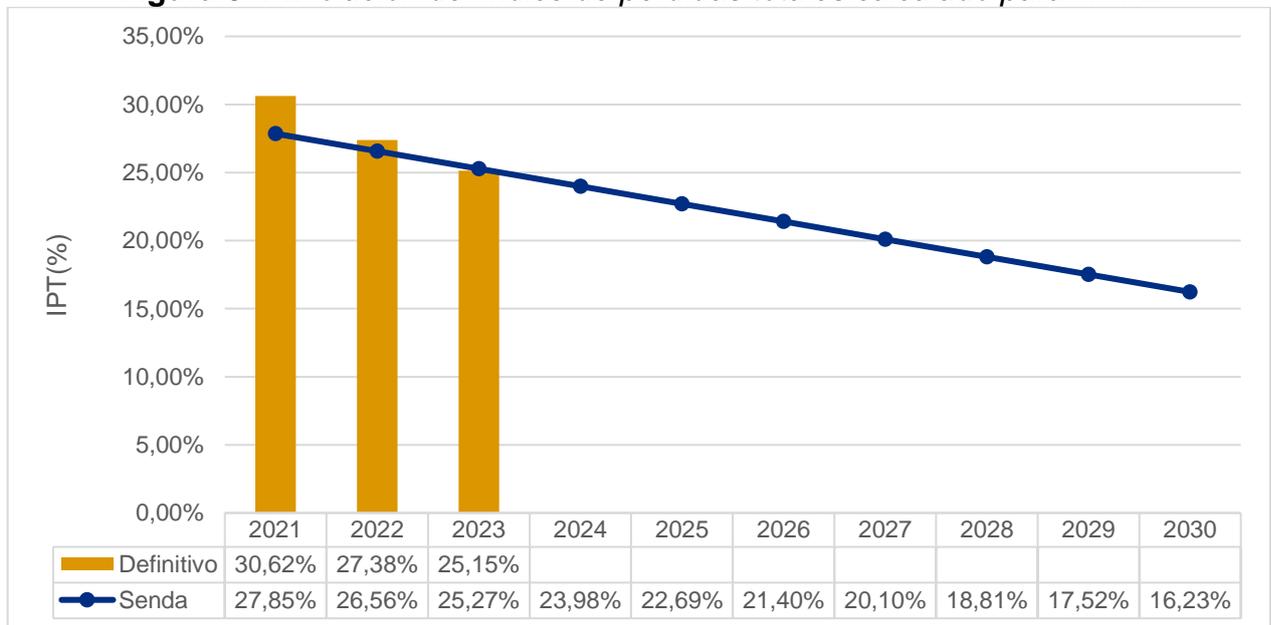
### 5.16.3 Evaluación regulatoria plan de reducción de pérdidas

La evaluación del cumplimiento del plan de reducción de pérdidas se realiza a través de la evolución del índice de pérdidas totales, con respecto a las metas aprobadas por la CREG. Se parte del cálculo de este índice, realizado por XM y publicado durante el mes de abril cada año, a partir de las mediciones en las fronteras comerciales del OR objeto de evaluación, que son

capturadas por ésta, en calidad de Administrador Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y de la información de facturación de usuarios regulados capturada en los formatos TC2 y TC3 del Sistema Único de Información – SUI de esta Superintendencia.

En la Figura 84 se presenta el resultado del cálculo del IPT publicado por XM para el operador AIR-E y su contraste con la senda de pérdidas aprobada, de donde se observa que para los dos primeros años de la senda, sus indicadores estuvieron por encima de la meta definida por la CREG, y solo hasta el tercer año, logra estar por debajo de la meta año

**Figura 84. Evolución del índice de pérdidas totales calculado para AIR-E**



Fuente: elaboración propia a partir de publicación de resultados de evaluación del plan de reducción de pérdidas. XM.

Donde el rotulo: “Definitivo”, hace alusión a la evaluación definitiva publicada por XM. Es de resaltar que, la evaluación del plan se realiza de manera vencida, por lo que los resultados presentados están hasta la vigencia 2023. El resultado para la vigencia 2024 será publicado hasta el mes de abril de 2025.

A partir de estos resultados, en la *Tabla 103*, se presenta el resultado de la evaluación del plan de reducción y el respectivo estado de este para el operador AIR-E publicado por XM.

**Tabla 103.** Resultado evaluación anual del plan de reducción de pérdidas

Periodo evaluado	Resultado evaluación	Criterio regulatorio
2021	Activo	Aplican las disposiciones de la Res. CREG 167 de 2020. Si bien el IPT está por encima de la meta, este representa una mejora con respecto al IPT calculado para el 2020, el cual es de alrededor de 31,20%. Por lo tanto, el plan no se suspende y permanece activo.
2022	Activo	Aplican las disposiciones de la Res. CREG 167 de 2020. Si bien el IPT está por encima de la meta, este representa una mejora con respecto al IPT calculado para el 2021. Por lo tanto, el plan no se suspende y permanece activo.
2023	Activo	Cumplimiento de senda

Fuente: elaboración propia a partir de publicación de resultados de evaluación del plan de reducción de pérdidas. XM.

A pesar de que el índice de pérdidas estuvo por encima de la senda durante los dos primeros años de evaluación, por disposiciones de la Res. CREG 167 de 2020 el plan se mantuvo activo y con ello su remuneración. Es de destacar que esta resolución fue expedida como una medida extraordinaria aplicada para todos los OR con plan de reducción, originada por la emergencia sanitaria que vivió el país por el COVID-19 y sus efectos en las actividades desempeñadas por los OR. No obstante, desde el tercer año de evaluación se aplica la disposición establecida en la Res. CREG 015 de 2018 de suspensión del plan por incumplimiento de senda.

De esta manera, la empresa ha mantenido el plan de reducción activo a lo largo de los tres periodos evaluados y ha recibido la respectiva remuneración a través del componente CPROG, cuya remuneración para 2023 puede observarse en la sección de tarifas de este informe y a partir de la entrada al esquema de la Resolución CREG 015 en la sección de Anexos. No obstante, existe la posibilidad de que este plan llegue a ser suspendido al considerar las otras causantes de suspensión y cancelación del plan de reducción.

En particular, y como es analizado en la sección de medición, el incumplimiento al código de medida identificado en las fronteras de distribución por concepto de certificación de calibración de medidores podría materializarse en suspensión del plan de reducción de pérdidas. En particular, la causal d. del numeral 7.3.6.1 define que el plan será suspendido si el OR no informa al LAC por dos meses consecutivos el registro de las medidas entre niveles de tensión. La posibilidad radica en que, una vez declaradas las fronteras en falla, el operador estará imposibilitado de informar las medidas en cuestión al LAC. No obstante, lo anterior será consultado con la CREG.

#### **5.16.4 Plan de reducción de pérdidas ejecutado**

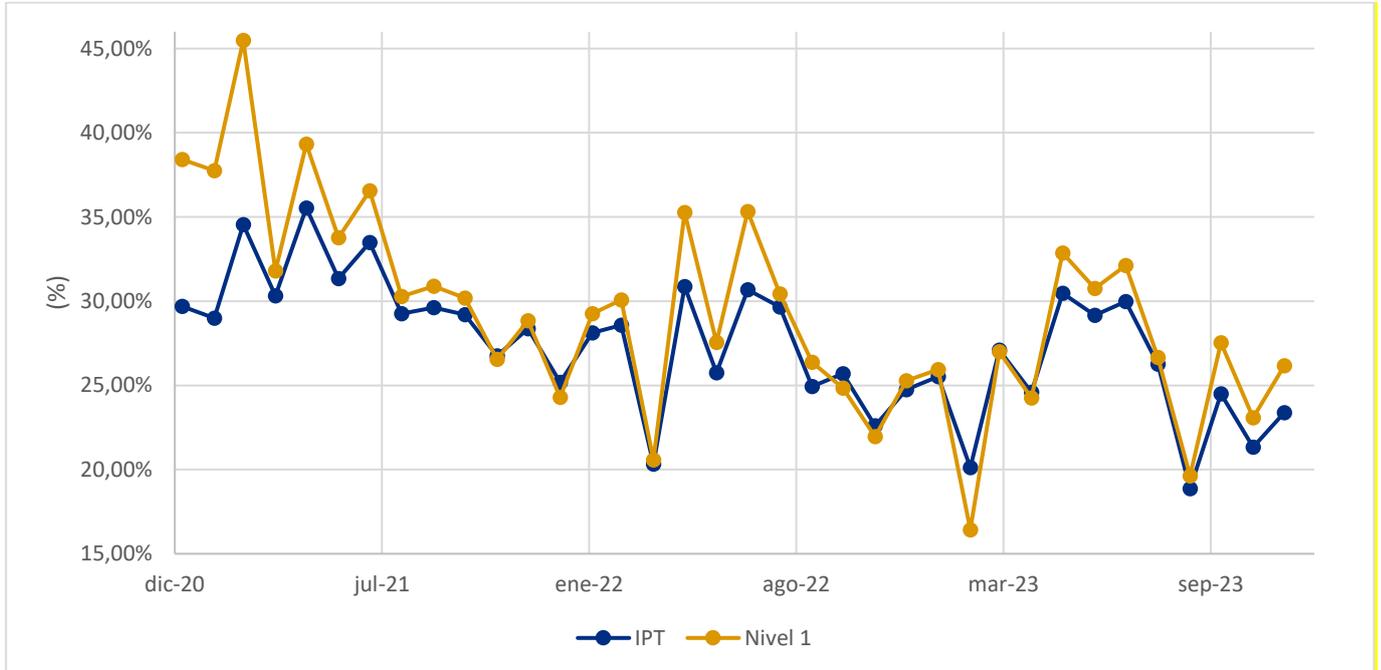
Lo que se ha presentado hasta ahora, corresponde a información que es pública o que por disposiciones regulatorias es publicada por diferentes agentes. No obstante, la regulación no define una obligación por parte de los operadores de red que cuenten con plan de reducción de pérdidas, acerca de remitir informes asociados a la ejecución de este plan, a diferencia de la condición que, si existe, por ejemplo, para el tema de planes de inversión. De esta manera, el enfoque principal de la mesa de trabajo sostenida durante la visita integral realizada a AIR-E, estuvo orientada a conocer cómo ha sido la ejecución del plan propuesto a la CREG, las dificultades en su implementación y las actividades a desarrollar en el futuro. Lo anterior considerando que los resultados publicados por XM evidencian una tendencia sostenida a la reducción.

##### **5.16.4.1 Evolución del índice de pérdidas**

Anteriormente, se presentó la evolución anual del índice de pérdidas totales y su respectiva evaluación respecto a las disposiciones regulatorias que le aplican. Dichos resultados, corresponden a los calculados y publicados por XM.

Ahora bien, con el fin de conocer en detalle la evolución de las pérdidas, la SSPD consultó a AIR-E acerca de la evolución del IPT en una resolución mensual, así como la evolución de dicho indicador en el nivel de tensión 1, por ser éste, el nivel de tensión donde se encuentran conectados la mayoría de los usuarios residenciales. En la *Figura 85*, se presenta la evolución del índice de pérdidas totales, así como el nivel de tensión 1, desde enero de 2021, hasta diciembre de 2023.

**Figura 85.** Evolución mensual del índice de pérdidas totales y de tensión 1 para el periodo enero de 2021 a diciembre de 2023.



Fuente: Construcción SSPD a partir de la información suministrada por AIR-E SAS ESP.

De la gráfica anterior, es posible observar la tendencia decreciente para ambos índices. En particular para esta empresa los índices tienden a deteriorarse durante el primer semestre de cada año y posterior a julio y agosto empieza a decrecer lo suficiente para que se tenga una reducción con respecto al inicio de cada año. En particular, la empresa destacó que el 2023 fue un año que presentó retos adicionales debido al incremento de demanda a lo largo de la Costa Caribe a raíz del aumento de temperatura y falta de lluvias inducidas por el Fenómeno del Niño.

Es de resaltar, el decrecimiento en las pérdidas en el nivel de tensión 1, las cuales iniciaron en enero de 2021 con niveles de 38,42%, alcanzando niveles de 45,48% en marzo de ese mismo año, y a cierre de diciembre de 2023 han llegado a niveles de 25,24%. En particular, el índice anual en el nivel de tensión 1 para 2021 de 34,29% ha decrecido sostenidamente al llegar a 27,83% para 2022 y 25,24% para 2023.

#### **5.16.4.2 Plan de gestión de pérdidas ejecutado**

De acuerdo con lo expuesto por AIR-E, el plan de gestión de pérdidas fue planteado y ha evolucionado teniendo en cuenta la realidad social, cultural y económica del mercado que atienden, evaluando diversos factores endógenos y exógenos para el planteamiento de estrategias. De esta manera, se ha buscado la adecuada coordinación y priorización de inversiones tanto en el marco del plan de inversión como de reducción de pérdidas, así como actividades orientadas a la mejora de eficiencia de la red y reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.

Lo anterior, con el fin de asegurar y robustecer la infraestructura, tecnificar la medida, incorporar nuevas tecnologías de información y herramientas de gestión inteligente para detección y mitigación de anomalías. Con base en lo anterior, la empresa planteó los siguientes objetivos específicos

- Construcción de redes y acometidas domiciliarias menos vulnerables.
- Implementación de sistemas de medición centralizada.
- Migración a modelos eficientes para gestión de medida.
- Desarrollo de herramientas de gestión para la integración y análisis de datos.

En lo que respecta a las pérdidas no técnicas, la empresa planteó y ejecutó un plan compuesto por los siguientes cinco pilares

#### **5.16.4.2.1 Reducción de pérdidas no técnicas administrativas.**

**Identificación, recuperación y corrección de pérdidas no técnicas de energía a través de normalización del ciclo comercial del cliente, rectificación de procedimientos, corrección de inconsistencias en el sistema de gestión comercial.**

#### **5.16.4.2.2 Gestión de mantenimiento y contención de pérdidas no técnicas.**

**Atención oportuna de la totalidad de solicitudes de nuevas conexiones, cambios de voltaje, incremento de capacidad contratada, entre otros, generados por distintos usuarios. Como parte de esta gestión también se consideran actuaciones para el direccionamiento y optimización de resultados del plan. Para ello, se generan acciones derivadas a partir de la implementación de sistemas de información y bodegas de datos que permitan integrar la información para posteriormente ser analizada y desarrollar modelos de decisión y generación de actividades a ejecutar.**

Así mismo, se diseñan e instala arquitectura energética que permite focalizar las áreas con mayores pérdidas no técnicas. Por último, este pilar comprende la investigación de nuevos desarrollos tecnológicos que puedan ser implementados en el mercado para reducir la vulnerabilidad de las instalaciones eléctricas.

#### 5.16.4.2.3 Gestión de reducción de pérdidas no técnicas.

Conjunto de acciones operativas de recuperación de energía para garantizar la correcta medición del consumo de los usuarios. Esto a través de la revisión y eliminación de irregularidades en la medida o en la red por medio de instalación o cambios de medidores, acometidas y o accesorios. Se busca priorizar sectores con altas pérdidas e implementar soluciones a largo plazo que minimicen la reincidencia en el fraude, principalmente la medida centralizada y aseguramiento de red (MCAR).

#### 5.16.4.2.4 Gestión de la disminución del deterioro.

Corresponde a las acciones orientadas a evitar la aparición de nuevos fraudes durante el presente que no estaban contemplados en diagnósticos pasados (deterioro) y no corresponde a reincidencias.

#### 5.16.4.2.5 Acciones transversales.

Líneas de apoyo adicionales con el fin de asegurar y maximizar las acciones de índole operativo.

En la Tabla 104, se presenta un resumen de las líneas que contempla cada uno de los pilares.

**Tabla 104.** Resumen del plan de gestión de pérdidas no técnicas implementado por la empresa AIR-E

Línea	Descripción
<b>Reducción pérdidas no técnicas administrativas</b>	
Medidores consumo real y facturación estimada	Normalización de medidores cuya lectura fue superior a estimaciones históricas. Se edita la última lectura facturada conforme a la lectura registrada por el medidor.
Pendientes de conexión	Análisis y depuración de suministros dados de alta en el SGC con estado de contrato pendientes de conexión para los cuales no se ha realizado instalación de medidor.
Corrección de diales	Detección de anomalías por reporte de lectura inconsistente, en particular el número de dígitos registrados en campo e ingresados al sistema. Se actualizan diales del medidor instalado en el SGC.
Bajo factor de potencia	Detección y análisis de usuarios especiales que han presentado un bajo factor de potencia durante los últimos tres meses.
Cambio de constantes de medidores	Extracción y análisis de instancias de auditorías del SGC. Cambio de factor de medida con el fin de validar que los cambios de constantes de facturación de clientes especiales sea conformar con lo detallado en la orden de servicio ejecutada en campo.

Línea	Descripción
Altas sin facturar	Aseguramiento de la facturación de usuarios con estado de contrato "Altas sin facturar" (pendientes por facturar) y con antigüedad mayor a 33 días.
Inconsistencia de datos	Identificación y corrección de causas que generar inconsistencias en el SGC tales como: atributos de medida, tipos de consumo, métodos de variación de consumo, ofertas comerciales y ciclos de facturación.
Refacturación de consumos cero y no facturados.	Detección y ajuste del consumo de usuarios facturados en cero con reporte de anomalía de lectura o inspecciones focalizadas. Dentro de los casos que incluyen estas situaciones se tienen: daño de medidor, cliente directo, medidor inexistente en usuario consumiendo energía, medidor con pantalla no visible, pero en funcionamiento, inconsistencia en el medidor y uso final de la energía (cambio en actividad económica). Se incluyen también casos con diferencias entre el consumo real y facturación 0 debido a estimaciones basadas en histórico de consumo.
Auditoria de Modificaciones realizadas por usuarios	Seguimiento de las auditorias del SGC para detectar todos los movimientos realizados a atributos y parámetros sensibles de la medición para garantizar correcta facturación de usuarios. Esto permitiendo tener un control de cambios realizados únicamente por el personal calificado.
<b>Gestión de mantenimiento y contención de pérdidas no técnicas</b>	
Atención adecuada a los nuevos servicios	Asegurar la incorporación de nuevos usuarios de forma oportuna, garantizando correcta mediciones y adecuadas condiciones técnicas de operación, priorizando en grandes proyectos la instalación de equipos que cumplan con la normativa técnica y sistemas de medida centralizada. En 2023, se incorporaron 58.293 nuevos usuarios.
Atención de anomalías de lectura	Acciones orientadas al mantenimiento del estado óptimo de los equipos y sistemas de medición a través de gestión de reportes o hallazgos de anomalías por diversas causas tales como fallas físicas, funcionales, obsolescencia, deterioro o cumplimiento de vida útil de equipos. En 2023 se logró la intervención de 43.759 casos con anomalías, representando una efectividad de 49%.
Direccionamiento de alarmas a través de modelos basados en IA	Direccionamiento efectivo y óptimo de la operativa en campo como respuesta a alarmas y eventos generados por una plataforma integrada que lleva el seguimiento del comportamiento de clientes. La empresa ha desarrollado modelos predictivos utilizando técnicas basadas en inteligencia artificial para el análisis de información de datos históricos. Con esta, se identifican y priorizan anomalías en la medición de consumos y lectura de datos, y se generan acciones según estratos residenciales y subcategorías no residenciales. La efectividad de las alarmas y acciones del modelo desarrollado se encuentra en el rango de 65% y 70%
Corrección de anomalías medidores mal ubicados	Procedimiento técnico para garantizar que el sistema de medición sea de total acceso para las operaciones, asegurando estado óptimo de la medida y tomas de lectura. De esta manera, se identifican usuarios sobre los cuales su medición no cumple con estos requisitos. Para 2023, se ejecutaron 3.049 reubicaciones de sistemas de medida de usuarios mayormente residenciales.
Arquitectura energética	Balances energéticos en sistemas y subsistemas para el direccionamiento de actividades de recuperación y energía y optimización de redes. Actualmente se generan balances en los siguientes niveles Balance Global (red): se parte de fronteras de energía como entradas y las ventas a usuarios propios y de otros comercializadores como salidas. Balance por nivel de tensión. Balance en componentes conectados a un mismo nivel de tensión. Balance por estructura: balances en parques y balances en líneas. Este primero corresponde a elementos conectados en un mismo nivel de tensión y elementos de control en puntos de transformación al lado de baja. El segundo son balances en líneas que considera la energía de entrada y salida en elementos conectados a los extremos de la línea. Balances de áreas de media tensión (AMT). Balance en grupos de circuitos propios de una o varias subestaciones a nivel de tensión 13,8 kV.

Línea	Descripción
	Balance por macromedida en nivel de tensión 1 y 2.
Monitoreo de alarmas y eventos de telemetria	Seguimiento permanente y análisis de variaciones de parámetros eléctricos en los sistemas de telemetria para atención oportuna de eventos detectados.
<b>Gestión de reducción de pérdidas no técnicas</b>	
Normalización de suministros MCAR	En términos tecnológicos e infraestructura, la medida centralizada y aseguramiento de red (MCAR) corresponde, como su nombre lo indica, a acciones e inversiones orientadas al blindaje y refuerzo de redes, e instalación de medidores protegidos por su cercanía a la red de media tensión. Lo anterior, con el fin de dificultar la manipulación de redes ya sea a través de conexiones ilegales o alteración de equipos de medición. Adicionalmente, el sistema de medición centralizada permite el monitoreo en tiempo real, alarmas y eventos que ocurren en equipos de medición, así como la lectura, corte y reconexión remota de usuarios. Por último, previo a la instalación y sostenibilidad de la solución, la empresa genera acciones de gestión social con líderes locales y usuarios. De esta manera, la empresa la califica como una solución integral y sostenible para problemas de defraudación de energía, la cual ha permitido la normalización de 45.023 usuarios.
Contratación de ilegales	Inspecciones bajo la metodología de barridos de líneas de media tensión y red de baja tensión. Consiste en recorridos en sectores o circuitos previamente establecidos para levantamiento de información de usuarios que hacen uso del servicio de energía sin tener un contrato activo con la empresa. Para el año 2023, se logró la contratación de 18.372 usuarios identificados con conexión ilegal a la red. La empresa estima que alrededor del 30% de los usuarios se encuentran en situaciones irregulares de conexión y que alrededor de 80.000 usuarios con moras de alrededor de 15 meses tienden a reconectarse de manera irregular.
Normalización y telecontrol de medida especial	Acciones de control orientadas a grandes usuarios a través de alarmas y eventos producto de la implementación de telemetría y acciones de fortalecimiento del análisis de información comercial de estos usuarios. Se ejecutan acciones para la revisión y normalización de grandes consumidores, usuarios no reguladores, subnormales y regulados de alto consumo, priorizando en asegurar la funcionalidad efectiva de la telemetría. Para el año 2023, se ejecutaron 30.923 acciones de revisiones y/o normalizaciones de estos usuarios, una efectividad del 29%.
Revisiones direccionadas	Recuperación de energía mediante la gestión inteligente de la información proveniente de diferentes sistemas generadores tales como reportes de usuarios, bases de datos, software predictivo, análisis de escritorio, gestión de alarmas, información de balances de energía de macromedición, entre otros. Permite la identificación de usuarios con anomalías en la medida y/o acometida que obstaculicen el registro efectivo de la energía. Para 2023, se ejecutaron 130.739 revisiones con una efectividad del 53%.
Sustitución de medida obsoleta	Mantenimiento del parque de medidores a través del reemplazo de referencias y marcas de medidores de funcionamiento mecánico que puedan presentar subregistro de los consumos, priorizando altos consumos y asegurando la disminución de pérdidas por energía no contabilizadas. Para el año 2023, se reemplazaron 10.556 medidores. Respecto al costo de reposición de medidores, la empresa expresa que para los estratos 1, 2 y 3 sobre los cuales no se ha detectado fraude la empresa asume el costo del medidor. Para los estratos 4, 5 y 6, comerciales e industrial el usuario asume el costo. No obstante, si el medidor se encuentra en buenas condiciones, la empresa asume el costo.
Normalización directos	Corresponde a normalización de usuarios conectados a la red de manera directa sin equipo de medición por causas como: redes en mal estado, falta de infraestructura

Línea	Descripción
	eléctrica, crecimiento no planificado en administraciones locales, usuarios que no permiten instalación de medida. En 2023 se logró la normalización de 16.999 usuarios conectados de forma directa a la red.
Estructura medidor general	Corresponde a la figura a través de la cual se genera la medición de consumos en áreas comunes a través de la instalación de un medidor general al que se descuenta el consumo de los usuarios de la copropiedad. Esta figura se aplica cuando un medidor individual que por razones técnicas no puede registrar la totalidad del consumo en áreas comunes e instalaciones internas. En el año 2023 se incluyeron 346 nuevos usuarios de área común bajo esta figura. No obstante, desde esta Superintendencia se identificaron irregularidades con la implementación de esta figura, en particular lo que respecta a la suspensión y facturación. tal y como se ilustra en la sección (medición, Nelson)
<b>Gestión de la disminución del deterioro</b>	
Acciones y alto impacto y cambio cultural	<p>Actividades de investigación policivas que permitan disminuir el deterioro de la facturación derivados de la defraudación del fluido de energía eléctrica en el mercado atendido. A través de estas acciones, se espera generar un impacto mediático que logre disuadir de manera sostenida y contundente la cultura actual de algunos usuarios y evitar incurrir de manera reiterativa en estas acciones.</p> <p>Durante la mesa de trabajo la empresa expresó que el no pagar la factura no es un delito, pero defraudar energía lo es. Han buscado en los últimos años que entes tales como la Fiscalía General de la Nación reconozca que la conexión fraudulenta al sistema corresponde a un delito flagrante que no necesariamente requiere evidenciar al usuario realizando la conexión, sino que sea suficiente evidencia para demostrar la conexión irregular. Se informa que una vez se constituya este reconocimiento, se generarán campañas orientadas a los usuarios al respecto en las que se brindará a los usuarios la posibilidad de legalizar la conexión de manera voluntaria.</p> <p>Así mismo, se busca que con la ejecución de estas acciones se generen campañas de comunicación para concientizar al mercado y las instituciones, divulgar las consecuencias del delito, y promover repudio social a este.</p>
<b>Acciones transversales</b>	
Actuaciones para la optimización de los resultados del plan	Acciones derivadas de implementación de desarrollos orientados a integración, procesamiento de información que permitan realizar análisis, definición de universos de actuación con el mayor beneficio de reducción, aumento de tasas de efectividad y recuperación de energía.
Acciones de gestión social	<p>Acciones de trabajo social con diferentes comunidades con el fin de lograr la ejecución efectiva de las acciones del plan de gestión de pérdidas. A través de estas se fomenta la formación y asistencia a los usuarios teniendo en cuenta variables socioeconómicas y culturales con el fin de disminuir el impacto sobre la actuación y normalización de la medida y demás aspectos que busquen suprimir o minimizar la creación de conflicto y puedan afectar los logros de los objetivos propuestos.</p> <p>En áreas de influencia se buscan desarrollar actividades de impacto social con las comunidades, socializaciones que permitan dar a conocer a las comunidades los beneficios derivados del desarrollo de proyectos de inversión, así como los alcances e información técnica de los procesos de intervención para mejora en la calidad del servicio. En la socialización, se presenta al usuario información referente a la imagen corporativa, diseño del proyecto, alcances del proyecto, monto de la inversión, usuarios beneficiados y beneficios de la nueva infraestructura.</p>

Línea	Descripción
	De la gestión realizada por la empresa frente a los altos niveles de ineficiencia en el uso energético, se han desarrollado talleres orientados al Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) buscando, además, prevención de pérdidas de energía y riesgos eléctricos en el hogar, así como dar a conocer el marco legal del servicio de energía. Por último, se busca promover estrategias de transformación sociocultural por medio del uso responsable de energía.

Fuente elaboración propia a partir de información suministrada por AIR-E.

En términos del desempeño de las actividades ejecutadas y la energía recuperada, en la *Tabla 105* y *Tabla 106*, se presenta el detalle de las actividades ejecutadas y energía recuperada anualmente para alguna de las líneas exploradas anteriormente.

**Tabla 105.** *Número de actividades ejecutadas en el marco de estrategias del plan de gestión de pérdidas.*

Línea del plan	2021	2022	2023	Total
Recuperación medida directa	208 109	464 585	435 283	1 107 977
Aseguramiento de red	49 945	90 547	8 314	148 806
Gestión de usuarios especiales	25 325	28 861	41 488	95 674
Otras acciones	8 705	10 507	8 560	27 772
<b>Total</b>	<b>292 084</b>	<b>594 500</b>	<b>493 645</b>	<b>1 380 229</b>

Fuente elaboración propia a partir de información suministrada por AIR-E.

**Tabla 106.** *Número de actividades ejecutadas en el marco de estrategias del plan de gestión de pérdidas.*

Línea del plan	2021	2022	2023	Total
Recuperación medida directa	129 962	142 386	161 929	434 277
Aseguramiento de red	2 919	12 263	3 630	18 812
Gestión de usuarios especiales	83 822	86 508	89 098	259 428
Otras acciones	82 793	52 868	61 545	197 206
<b>Total</b>	<b>299 496</b>	<b>294 025</b>	<b>316 202</b>	<b>909 723</b>

Fuente elaboración propia a partir de información suministrada por AIR-E.

### 5.16.5 Ejecución presupuestal

En términos presupuestales, la empresa reporta haber ejecutado los montos que a continuación son mostrados en la *Tabla 107*.

**Tabla 107. Ejecución presupuestal plan de reducción de pérdidas.**

Concepto	2021	2022	2023	Total
AOM	24 980	22 317	31.675	78 972
INVNUC	51 216	108 747	57 397	217 360
No reconocidas	30 090	22 490	8. 636	61 216
Gestión social	7 906	9 017	6 927	23 850
Total (\$MCOP año cor)	114 192	162 571	104 635	381 398
<b>Total empresa (\$MCOP 2017)</b>	<b>87 770</b>	<b>104 846</b>	<b>67853</b>	<b>260.469</b>

Fuente elaboración propia a partir de información suministrada por AIR-E.

Donde

- **AOM** corresponde a los gastos de administración, operación y mantenimiento requeridos gestión de pérdidas.
- **INVNUC** (clasificado como CPROG) son las inversiones asociadas con la reducción de pérdidas no son reconocidas a trade un vés idades constructivas.
- **No reconocidas:** recursos necesarios técnicas, que no para la gestión operativa relacionado con el aseguramiento de la medida y que no se encuentran reconocidos.
- **Gestión social:** recursos ejecutados en desarrollo de gestión social.

En la Tabla 108, se presenta el contraste entre el costo anual del plan (*Aprobado CAP*) aprobado por la CREG, con respecto a montos ejecutados en el marco del plan de reducción regulatorio (*Ejecutado CAP*), la ejecución presupuestal total reportada por la empresa (*Ejecutado total*), y la proyección propuesta por la empresa (*Proyección*)

**Tabla 108. Contraste costo anual remunerado y ejecución presupuestal del plan de reducción de pérdidas**

Concepto	2021	2022	2023	Total
<b>Aprobado CAP</b>	<b>87 410</b>	<b>87 410</b>	<b>87 410</b>	<b>262 231</b>
Ejecutado CAP	58 566	84 526	57 761	200 853
<b>Diferencia CAP</b>	<b>-28 845</b>	<b>-2 884</b>	<b>-29 649</b>	<b>-61 378</b>
<b>Ejecutado total</b>	<b>87 770</b>	<b>104 846</b>	<b>67 853</b>	<b>260 469</b>
<b>Diferencia total</b>	<b>360</b>	<b>17 436</b>	<b>-19 557</b>	<b>-1 762</b>

Concepto	2021	2022	2023	Total
<b>Aprobado CAP</b>	<b>87 410</b>	<b>87 410</b>	<b>87 410</b>	<b>262 231</b>
Proyección	69 453	72 346	72 346	214 145
Diferencia proyección - CAP	-10 887	12 180	-14 585	-13 292
Diferencia proyección - total	18 317	32 500	-4 493	46 324

Fuente elaboración propia a partir de información suministrada por AIR-E.

De la Tabla anterior, se pueden llegar a las siguientes conclusiones:

- La diferencia entre lo ejecutado en el marco del plan de reducción regulatorio, en términos de inversiones y AOM, y lo aprobado para remuneración entre el periodo 2021 a 2023 corresponde a -\$61.378 MCOP de 2017. Entendiendo que la empresa tenía una proyección de ejecución presupuestal que no es uniforme, la diferencia entre lo proyectado y lo reportado como ejecutado en el marco del plan de reducción regulatorio presenta una diferencia de -\$13.292 MCOP 2017. Por lo tanto, de acuerdo con lo reportado por la empresa, ésta ejecutó un 93,79% de los montos que tenían presupuestados para actividades e inversiones enmarcadas en el plan de reducción.
- La diferencia entre la ejecución total de rubros asociados al plan de gestión de pérdidas y la proyección presentada por la empresa, tiene un valor de \$46.324 MCOP de 2017. Respecto a esta diferencia, que la empresa denomina *sobrecosto*, se atribuyen dos factores principales:
  - Valor inicial real del IPT de 30,62% el cual es superior al valor al punto de partida definido por la CREG de 27,85%, una diferencia de 2,82%. Respecto a este no hay que desconocer que la empresa ajustó, y la CREG aprobó, la meta final del año 10 del plan de reducción entre la versión inicial y firme de los cargos aprobados de 13,46% a 16,28%, una diferencia también de 2,82%.
  - Impacto imprevisto por factores climáticos.
- La diferencia entre la ejecución total de rubros asociados al plan de gestión de pérdidas, en el que se incluyen inversiones no reconocidas y gestión social, con respecto a los montos aprobados para el CAP y que son remunerados a través de CPROG es de -\$1.762 MCOP 2017. De esta manera, es posible observar que los *sobrecostos* manifestados por la

empresa terminaron siendo cubiertos por la remuneración recibida por el CPROG a raíz del excedente con respecto a los costos del plan de reducción de pérdidas.

- En los próximos años se esperaría que la ejecución presupuestal de AIR-E en el marco de su plan de gestión de pérdidas sea superior a lo reconocido en el CAP a través del CPROG, por factores tales como:
  - La proyección presupuestal es cercana o está por encima del CAP aprobado por la CREG.
  - Desfase en ejecución de -\$13.292 MCOP de 2017 con respecto a lo proyectado.
  - Tendencia de sobrecostos que presenta la empresa que en parte se deben a costos de mantenimiento que no fueron reconocidos en el plan de reducción.

Es de destacar que, si este escenario se materializa, el exceso en ejecución presupuestal será asumido por la empresa dado que, hasta en tanto no se modifique la metodología de distribución vigente, el monto anual reconocido por el CAP y remunerado a través del CPROG es fijo y no está sujeto a modificación.

#### 5.16.6 Dificultades y retos en la gestión de pérdidas

Como se observó en el plan de gestión de pérdidas ejecutado por la empresa, si bien este tiene un componente importante en el fortalecimiento de la medición y los sistemas de información, las actividades de más alto impacto en la reducción son realizadas en campo a lo largo del mercado. La región Caribe en general es un mercado con una realidad socioeconómica compleja, sobre el cual se desarrolló y arraigó durante la operación de ELECTRICARIBE y durante la intervención una cultura de la conexión ilegal a las redes, así como el no pago del servicio. Siendo esto reflejado en los incrementales índices de pérdidas previo a la entrada y durante los primeros meses de operación de AIR-E.

La empresa estima que alrededor del 90% de las pérdidas no técnicas se concentran en el mercado de usuarios regulados de medida directa, donde los principales retos en la gestión de pérdidas surgen de esta realidad, y son los siguientes

- *Comunidades, líderes sociales, diversas organizaciones y situaciones políticas (durante época electoral) que limitan la ejecución de proyectos de aseguramiento de red y*

*normalización de la medida a través del bloqueo de las actividades de los técnicos, llegando hasta el uso de violencia por parte de los usuarios para el impedimento de la ejecución del proyecto. Situación que no ha logrado ser controlada por las autoridades correspondientes, a pesar del apoyo recibido en las labores ejecutadas.*

- *Inseguridad en zonas vulnerables que ocasionaron impedimentos para trabajar ocasionando en algunos casos robos al personal técnico y presión para impedir el trabajo.*
- *Retención y secuestro de operarios por cuenta de manifestaciones de inconformismo por parte de la comunidad frente a las acciones que en ejercicio de los derechos le asisten a la empresa por los programas de normalización de medida o de gestión de suspensiones.*
- *Altos niveles de ineficiencia en el uso energético en el mercado atendido, presentando altos niveles de consumo para satisfacer necesidades de subsistencia y confort, en el marco de condiciones económicas desfavorables para gran parte de la población sin distinción de estratos o niveles educativos.*
- *Crecimiento de sectores subnormales y sectores ilegales originado por migración de ciudadanos a las ciudades principales. Situación que no ha sido controlada por parte de las autoridades correspondientes al no existir un control en las licencias de construcción o adecuaciones de vivienda.*
- *Poco respeto a la “Legalidad”, evidenciando un elevado porcentaje de reincidencia de Usuarios, que incurren de manera reiterativa en actuaciones asociadas a la defraudación del fluido de energía eléctrica.*
- *Baja cobertura de otros servicios públicos en donde la energía eléctrica se convierte en el sustituto de primera mano, gas domiciliario donde la electricidad se convierte en el recurso para cocción de alimentos y deficiencia en el suministro del acueducto lo que conlleva a la utilización de bombas para extracción del agua.*
- *Consumo mínimo de subsistencia por debajo de la verdadera necesidad energética de los usuarios más pobres de la costa, que provoca una desigualdad con usuarios del mismo estrato en el interior del país, quienes en el estrato 1 gozan de un subsidio del 100% de los kWh que consumen, mientras que en la costa solo se llega a subsidiar el 61% del consumo del estrato 1.*

En particular la empresa expone que se ha visto enfrentada a una creciente oposición de la comunidad a lo largo del mercado, para la ejecución de actividades en el marco tanto del plan de inversión y el plan de gestión de pérdidas. Lo anterior viéndose agravado por el incremento tarifario que impactó considerablemente a la región Caribe, así como campañas de desinformación al interior de las mismas comunidades, que han deteriorado la opinión pública de esta empresa.

Resultado de lo anterior, la empresa expresa que ciertas comunidades con altos índices de pérdidas impidan la ejecución de proyectos de blindaje y refuerzo de redes e instalación de infraestructura de medición tanto convencional como centralizada. Este tipo de situaciones, en ciertas instancias, se sale del control de las autoridades locales a pesar de que se realizan actividades de socialización con líderes y representantes comunitarios.

Como soporte de lo anterior, la empresa aportó evidencias audiovisuales de instancias de oposición de la comunidad y eventos que requirieron apoyo policivo, así como eventos de bloqueos de vías. Por otro lado, presenta un informe detallado de proyectos suspendidos por oposición de la comunidad para los cuales se describe el contexto socioeconómico de la comunidad y la gestión social que ha desarrollado la empresa para intentar llegar a un común acuerdo, pero que no cuentan con conciliación y aval de la comunidad, llevando a su suspensión. La lista de dichos proyectos se presenta en la *Tabla 109*.

**Tabla 109.** *Proyectos de inversión y gestión de pérdidas suspendidos por oposición de la comunidad.*

Nombre proyecto	Departamento	Municipio	Barrio	Usuarios a beneficiar	Fecha de suspensión
Cevillar	Atlántico	Barranquilla	Cevillar	1493	21/09/2023
Ciudadela 20 de julio	Atlántico	Barranquilla	Ciudadela 20 de julio	3313	26/06/2021
La Sierra	Atlántico	Barranquilla	La Sierra	1345	10/06/2021
La Victoria	Atlántico	Barranquilla	La Victoria	3145	09/06/2021
Conidec	Atlántico	Barranquilla	Conidec	1624	14/05/2021
Kennedy - Continentes	Atlántico	Barranquilla	Kennedy - Continentes	1316	05/02/2021
Pasadena	Atlántico	Barranquilla	Pasadena	157	29/03/2021
Tcherassi	Atlántico	Barranquilla	Tcherassi	2115	11/05/2021
La María	Atlántico	Soledad	La María	658	22/02/2021
Las Moras 4 etapa	Atlántico	Soledad	Las Moras 4 etapa	1567	15/03/2021
Las Flores	Atlántico	Barranquilla	Las Flores	190	19/08/2021
Las Nieves	Atlántico	Barranquilla	Las Nieves	4800	25/05/2021
Simón Bolívar	Atlántico	Barranquilla	Simón Bolívar	6000	08/09/2021

Nombre proyecto	Departamento	Municipio	Barrio	Usuarios a beneficiar	Fecha de suspensión
Concord	Atlántico	Malambo	Concord	6019	29/04/2021
Obrero	Magdalena	Ciénaga	Obrero	2157	24/02/2021
Paris	Magdalena	Ciénaga	Paris	1283	31/01/2021
Riascos	Magdalena	Santa Marta	Riascos	578	19/03/2021
Carreño	Magdalena	Ciénaga	Carreño	1430	25/10/2021
El Carmen	Magdalena	Ciénaga	El Carmen	1490	20/09/2021
Libertador	La Guajira	Riohacha	Libertador	1336	17/02/2021
Camilo Torres	La Guajira	Riohacha	Camilo Torres	556	10/06/2022
Los Olivos	Magdalena	Ciénaga	Los Olivos	1166	19/07/2022

Fuente elaboración propia a partir de información suministrada por AIR-E.

Adicional a estas dificultades, la empresa he identificado los siguientes retos que debe afrontar para minimizar el impacto de ejecución al corto plazo

- *Disponibilidad de la capacidad operativa para la ejecución de los planes, en términos de mano de obra calificada.*
- *Sobrecostos en el suministro de equipos y materiales especiales y limitaciones en la consecución oportuna de los mismos por restricciones en la cadena de suministros, condiciones financieras más exigentes para la empresa para el suministro de equipos y materiales.*
- *Apoyo continuo y sostenido por parte de los entes territoriales en la ejecución del plan.*
- *Impactos por efectos climáticos que afecten la región, por el impacto del Fenómeno de la Niña lo cual representaría que con el aumento de las lluvias se aumente la probabilidad de riesgo de inundaciones en algunos sectores vulnerables con lo cual se limitaría la prestación del servicio y/o la gestión de pérdidas.*

Asimismo, identifican potenciales factores o retos adicionales que pueden representar un riesgo en la ejecución del plan de gestión tales como

- *El incremento en el pago del servicio, por el nivel de consumo que los usuarios demandan para el cubrimiento de las necesidades y bienestar, por lo que se debe incrementar el consumo básico de subsistencia para la región caribe, dadas las condiciones climáticas especiales. El consumo desmedido de energía genera mayores dificultades para los usuarios en asumir el pago del servicio.*

- *La expedición de normas que puedan afectar el desempeño de los resultados obtenidos por la ejecución del plan, y por ende, el cumplimiento de la senda del indicador aprobada.*

Con el fin de afrontar estos retos, la empresa continuará con el desarrollo de acciones y mejora en oportunidades de mejora tales como

- **Gestión con la comunidad.** continuar la ejecución de actividades de gestión social que incluyen las acciones de trabajo social con las diferentes comunidades, fomentando la formación y asistencia a los usuarios con el fin de minimizar las soluciones a implementar, en particular lo correspondiente a normalización de medida. La gestión en áreas de influencia incluye desarrollo de actividades de impacto social a las comunidades, socializaciones a través de las cuales se divulguen los beneficios de las actividades e inversiones a desarrollar, e informar los aspectos técnicos de las soluciones.

De esta manera, la empresa buscará el fortalecimiento de la gestión social. En particular, adelantar gestión en proyectos que han sido bloqueados y temporalmente suspendidos, así como avanzar en políticas de avance tecnológico de cambio de sistemas de medición. La empresa ha estado notificando periódicamente a la SSPD y autoridades locales, solicitando acompañamiento en las gestiones que se adelantan en estos casos, con el fin de lograr conciliar con la comunidad y finalizar obras. Actualmente, se realiza el acompañamiento a las mesas de trabajo con participación de alcaldías, personerías, participación ciudadana y Juntas de Acción Comunal de las cuales algunas comunidades de líderes locales no asisten. Adicionalmente, buscará incrementar *la gestión de programas para mantener las relaciones de confianza con la comunidad y contribuir a la operación del negocio, garantizar la atención oportuna de las dificultades y eventos que afectan a la operación y gestionar las causas que originan la problemática.*

- **Acceso a sectores peligrosos.** Respecto al acceso a sectores peligrosos, la empresa realiza gestión para conseguir acompañamiento policivo que garantice condiciones de seguridad para la ejecución de actividades. No obstante, el fenómeno de inseguridad persiste y continúa en aumento en algunos sectores de ciudades o poblaciones en la región.

- **Capacitación en URE.** Respecto a los altos niveles de ineficiencia en el uso racional de la energía, la empresa ha desarrollado el taller URE con el objetivo de promover el Uso Racional y Eficiente de la Energía, con los que se espera evitar pérdidas y prevenir riesgos eléctricos en el hogar. Adicionalmente, se busca promover estrategias de transformación sociocultural que contribuyan a los indicadores de negocio y mejorar imagen corporativa. Estos talleres se desarrollan en conjunto con el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) y el sector educativo regional.
- **Minimizar el crecimiento ilegal y subnormalidad.** Continuar con las campañas de levantamiento, registro y matriculación de usuarios, así como la gestión con las autoridades para la declaración de sectores subnormales con el fin de minimizar el impacto por crecimiento de sectores ilegales y subnormales. Esta gestión en conjunto con alcaldías.
- **Disminución del deterioro.** Ejecución de planes de alto impacto consistentes de actividades de investigación y policivas para disminuir los niveles de deterioro de la facturación derivados de la defraudación del fluido de energía eléctrica. Para ello, se generarán actuaciones que generen impacto mediático que logre disuadir de manera sostenida y contundente la cultura de aquellos usuarios que incurren de manera reiterativa en este tipo de actuaciones. La gestión incluye coordinación con la Fiscalía General de la Nación y la Policía Nacional.
- **Disponibilidad suficiente de mano de obra calificada:** fortalecimiento a la capacitación y desarrollo del personal existente, así como ampliar nuevas contrataciones o asociaciones con entidades educativas para asegurar flujo constante de técnicos y profesionales capacitados.
- **Apoyo de autoridades, organismos y entes territoriales.** Fortalecimiento de las relaciones con estos entes a través de la comunicación efectiva y regular, identificando beneficios mutuos y la colaboración en actividades de sensibilización y gestión social. Además, establecimiento de acuerdos o convenios específicos para garantizar un apoyo más firme y continuo.

Como parte del ejercicio de la visita realizada en el marco de la evaluación integral realizada a AIR-E, se conoció un caso particular del corregimiento de Carraipía, en el municipio de Maicao. Para mayor detalle, a continuación, se muestra en detalle la situación expuesta.

#### **5.16.6.1 Caso Carraipía**

Durante la mesa de trabajo realizada con personal de AIR-E, estos expusieron el caso particular asociado al proyecto de mejora de infraestructura de red de media y baja tensión, y equipos de medida en el corregimiento de Carraipía del municipio de Maicao, como un ejemplo de la gestión social que desarrolla la empresa, las barreras de oposición que se presentan con la comunidad, el cual, solo posterior a apoyo de autoridades locales logran ser ejecutados en su totalidad.

Según lo documentado por el prestador, la gestión social desarrollada por la empresa comenzó en noviembre de 2023 con una socialización a actores claves y líderes representativos de la comunidad. Esta gestión continuó a lo largo de diciembre de 2023, enero y febrero de 2024, con socialización general a la comunidad, alcaldía, personería, juntas de acción comunal y otros actores, así como personalizadas con usuarios través de las cuales se dio a conocer el proyecto, los beneficios de este sobre todo en términos de calidad del servicio. Explicando, además, todas las obras que se adelantarían en relación con los cambios de infraestructura, haciendo énfasis en la medida centralizada. Por último, se destacan talleres educativos realizados entre enero y abril de 2024 con comunidad orientados al uso responsable de la energía.

De acuerdo con lo informado con la empresa, alcanzaron a generar obras en infraestructura, tal como tendedero de redes, redes chilenas e hincado de postes. Asimismo, se instaló medición AMI con consentimiento de los respectivos usuarios.

A pesar de lo anterior, el 7 de mayo de 2024 se sostuvo una mesa de trabajo en el concejo municipal de Maicao en la cual diferentes actores clave expusieron casos de inconformidad frente a la modernización de la medida y el proceso de facturación. El 10 de mayo de este mismo año, como respuesta a compromiso adquirido por la empresa, se tenía programada una jornada de socialización que no pudo ser realizada por oposición, que terminó con alteración

del orden público, al parecer por parte de los líderes y comunidad por imposición de los siguientes puntos para permitir el avance del proyecto

1. Eliminar la totalidad de la cartera de los habitantes de Carraipía e iniciar únicamente el pago de la facturación corriente.
2. Retiro de la medida AMI instalada (medición centralizada) e instalación de medidores convencionales.
3. Entregar el total de la infraestructura desmontada.
4. Ofrecer una tarifa diferencial de la factura para los usuarios de Carraipía.

Estas peticiones no fueron aceptadas por la empresa, generando mayor inconformidad por los participantes quienes decidieron cerrar la válvula de la boca toma que suministra de servicio de agua al municipio de Maicao, dejándolos sin servicio.

Hasta el 18 de mayo de 2024 se mantuvo este cierre, día en el que a través de mesa de trabajo se lograra levantar el bloqueo del sistema. Esta reunión virtual fue convocada por esta Superintendencia y la alcaldía municipal contando con asistencia de actores como defensoría del pueblo, Gobernador, secretaria de gobierno departamental, líderes y comunidad en general. En esta se escucharon las peticiones por parte de los líderes de protesta y se expuso que estas no estaban al alcance y competencia de la empresa y se reiteró el llamado a permitir realizar las jornadas de atención.

A junio de 2024, la empresa manifiesta que, posterior a estos eventos, el proyecto logró ser finalizado gracias a los acercamientos de esta con los líderes comunales, corregidor y la comunidad en general. Como balance general de la gestión social, AIR-E presenta el resumen de las actividades a ser realizadas durante el año en curso y el año siguiente.

#### **5.16.7 Plan de gestión 2024 y 2025**

Para el año en curso y los años porvenir, la empresa mantendrá el *enfoque estratégico de la adecuada coordinación y priorización de los planes de inversión, tanto en actividades orientadas a mejorar la eficiencia de la red y la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas, a través de una operación con control energético, mejoras de la red y tecnificación de*

*la medida incorporando las últimas tecnologías de información y herramientas de gestión inteligente, encaminadas a la detección y eliminación de anomalías a través de campañas.*

De esta manera, establece los siguientes objetivos específicos para los años 2024 y 2025

- Construcción de redes y acometidas domiciliarias menos vulnerables al hurto de energía eléctrica. Utilizando sistemas ya probados en cuanto a su eficacia.
- Fortalecimiento del sistema de medición centralizada.
- Migrar a modelos eficientes para la gestión de sistemas de medida, con los recursos y estructura organizativa requeridos para su administración y operación especializada, garantizando la mejora en la calidad en la prestación del servicio.
- Desarrollar herramientas de gestión que agrupen los datos provenientes de los diferentes sistemas de información de la empresa, que permitan mejorar la efectividad en el direccionamiento de los planes y la toma de decisiones.
- Incremento de las actuaciones que generen impacto mediático, para disuadir de manera sostenida y contundente, la cultura actual de algunos Usuarios, de incurrir de manera reiterativa en acciones de la defraudación del fluido de energía eléctrica, en el mercado atendido.
- Fortalecimiento de las actuaciones conjuntas con organismos y entidades competentes, así como las acciones de gestión social para garantizar mayor efectividad en la implementación del plan de pérdidas.

Para cumplir con estos objetivos, la estrategia del plan estará orientada en cinco grandes grupos 1) *Acciones de recuperación de energía*; 2) *Gestión de Usuarios especiales*; 3) *Acciones de Mantenimiento del Ciclo Comercial*; 4) *Acciones de Análisis y Validación*; y 5) *Acciones de Alto Impacto para Cambio Cultural*.

La empresa para el año 2024 y 2025 establece metas anuales del índice de pérdidas totales por debajo de la senda aprobada por la CREG, tal y como se muestra en la *Tabla 110*.

**Tabla 110. Senda de reducción y metas propuestas por AIR-E y para 2024 y 2025**

	2024	2025
Senda	23,98	22,69

Propuesta	23,96	22,67
-----------	-------	-------

Fuente elaboración propia a partir de información suministrada por AIR-E.

En términos del potencial de energía a recuperar, se estima recuperar alrededor de 362 GWh para 2024 y 376 GWh para 2025. Esta recuperación provendrá en un 60% de las acciones de recuperación de medida directa, 7% con acciones de recuperación de proyectos de aseguramiento de red y medida centralizada, y 33% con gestión de usuarios especiales y otras acciones. Durante estos dos años, la empresa proyecta el número de acciones a ejecutar presentado en la *Tabla 111*.

**Tabla 111. Acciones proyectadas a ejecutar por AIR-E en 2024 y 2025.**

Línea del plan	2024	2025	Total
Recuperación medida directa	102 982	108 131	211 113
Aseguramiento de red	68 174	96 934	165 108
Gestión de usuarios especiales	6 143	6 266	12 409
Otras acciones	1 498	1 573	3 071
<b>Total</b>	<b>178 797</b>	<b>212 904</b>	<b>391 701</b>

Fuente elaboración propia a partir de información suministrada por AIR-E.

### 5.17 Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE

De acuerdo a la resolución 90708 del 30 de agosto de 2013, por el cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), el objetivo fundamental de dicho documento, de acuerdo a lo establecido en el artículo 1, es:

*«(...) establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico. Sin perjuicio del cumplimiento de las reglamentaciones civiles, mecánicas y fabricación de equipos (...).»*

Asimismo, en la resolución que expidió el RETIE, se establece que, desde su fecha de entrada en vigencia, su cumplimiento es de carácter obligatorio en todo el país. Por tanto, resulta esencial dentro las labores de vigilancia, inspección y control asignadas a la SSPD, velar por su estricto cumplimiento.

Aunado a lo anterior, es importante resaltar el hecho de que las empresas de servicios públicos, al realizar una función esencial para el bienestar de la sociedad, como lo es el servicio de energía eléctrica, hace que sea de suma importancia que cumplan las disposiciones legales a que están sujetas, entre las que se encuentra el RETIE.

### **5.17.1 Distancias de Seguridad**

Para evitar situaciones de riesgo eléctrico y accidentes por contactos indebidos con la infraestructura eléctrica, en proyectos de construcción y ampliación de edificaciones, los agentes involucrados deben considerar la importancia de guardar las normas asociadas a la distancia que se debe guardar entre las fachadas y las redes de energía eléctrica, cuya omisión, ante un eventual contacto con la red, de manera intencional o accidental, puede ocasionar incidentes con consecuencias desde lesiones y graves quemaduras, hasta la muerte.

### **5.17.2 Marco Regulatorio Relacionado con Distancias de Seguridad**

El Artículo 13º: “DISTANCIAS DE SEGURIDAD” del RETIE, establece entre otros aspectos, lo siguiente, en relación con el riesgo eléctrico:

*«(...) la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el AIR-E es un excelente aislante, en este apartado se fijan las distancias mínimas que deben guardarse entre líneas o redes eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado (...).»*

#### **5.17.2.1 Actividades Desarrolladas por la Empresa en Cuanto a Verificación de Distancias de Seguridad**

Como parte de las actividades de su plan de riesgo eléctrico, AIR-E., ha realizado la formulación de querellas, mediante las cuales, se ha presentado denuncia ante las autoridades administrativas y urbanísticas, respecto de diversos casos de violación de distancias de seguridad en instalaciones eléctricas, que son detectadas a través de las labores de mantenimiento desarrolladas, según lo informado por la Empresa.

De acuerdo con lo anterior, la Empresa informó que ha formulado un total de 75 querellas que cursan trámite en municipios de los departamentos de Atlántico, La Guajira y Magdalena.

Según lo manifestado por la Empresa, la mayor parte de los casos de violación de las distancias de seguridad, involucra asentamientos de personas en condición de vulnerabilidad, lo cual hace que sea más complejo el trámite correspondiente; también manifiesta la Empresa, que para la gestión efectiva de estas querellas, se deben involucrar otras entidades del municipio y que debido a cambios en alcaldías y/o inspecciones de policía, se dificulta el proceso para culminar con una acción efectiva frente a las querellas mencionadas.

Al respecto, independiente del trámite que se lleva a cabo sobre las mencionadas querellas, debe tenerse en cuenta la condición de riesgo eléctrico correspondiente, sobre lo cual el artículo 9.4. del RETIE, establece lo siguiente:

«(...)

*En circunstancias que se evidencie ALTO RIESGO o PELIGRO INMINENTE para las personas, se debe interrumpir el funcionamiento de la instalación eléctrica, excepto en aeropuertos, áreas críticas de centros de atención médica o cuando la interrupción conlleve a un riesgo mayor; caso en el cual se deben tomar otras medidas de seguridad, tendientes a minimizar el riesgo.*

*En estas situaciones, la persona calificada que tenga conocimiento del hecho, debe informar y solicitar a la autoridad competente que se adopten medidas provisionales que mitiguen el riesgo, dándole el apoyo técnico que esté a su alcance; la autoridad que haya recibido el reporte debe comunicarse en el menor tiempo posible con el responsable de la operación de la instalación eléctrica, para que realice los ajustes requeridos y lleve la instalación a las condiciones reglamentarias; de no realizarse dichos ajustes, se debe informar inmediatamente al organismo de control y vigilancia, quien tomará las medidas pertinentes (...)*”

Por lo que será necesario que AIR-E, siga acometiendo esfuerzos con los que se minimice, dentro del ámbito de sus capacidades, las posibles condiciones de riesgo por violación a las distancias de seguridad. Por lo que se recomienda al Prestador que haga uso de “primer frente” de vigilancia que tienen bajo su ámbito contractual, como es el equipo de lectores de la medida, para que sean estos, quienes, dentro de lo posible, generen las alertas tempranas a que haya lugar, por posibles violaciones a los márgenes de seguridad antes expuestos, por parte de los usuarios.

Por otro lado, vale la pena resaltar que dentro el recorrido realizado por la infraestructura eléctrica de este OR en los tres departamentos que hacen parte de su mercado, se observó el estado de 15 subestaciones, encontrándose que las mismas al parecer se encuentran en buenas condiciones de mantenimiento y operación.

Sin embargo, en la subestación San Juan del Cesar, se realizó la observación con relación al presunto incumplimiento de distancias de seguridad de un tren de celdas de media tensión, respecto al techo del cuarto donde se encuentra alojada. AIR-E manifestó que dichos equipos hacían parte de los activos entregados por Electricaribe, frente a lo cual, la DTGE indicó la importancia de velar por el deber de su cumplimiento, razón por la que el Prestador realizó una revisión del certificado RETIE de dicha subestación.

Al no tenerla dentro de su acervo documental, AIR-E procedió a desarrollar un plan de normalización a realizarse a lo largo del mes de julio para subsanar dicha situación; una vez transcurrido el tiempo de ejecución de la obra, este Despacho procederá a realizar los respectivos requerimientos a AIR-E para verificar el ajuste requerido.

### **5.17.3 Medición de Campos Electromagnéticos**

La exposición a campos magnéticos y eléctricos de gran magnitud, puede tener efectos en la salud humana, por lo cual existen reglas que regulan las emisiones de campos electromagnéticos de dispositivos eléctricos y electrónicos. De esta manera, la verificación en campos electromagnéticos de las instalaciones de distribución de energía eléctrica es un factor fundamental para garantizar la seguridad de los trabajadores.

### **5.17.3.1 Marco Regulatorio Relacionado con la Medición de Campos Electromagnéticos**

El Artículo 14º: “CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS” del RETIE, establece entre otros aspectos, lo siguiente:

*«(...) valores de máxima intensidad de campo eléctrico y densidad de flujo magnético en baja frecuencia, para las zonas donde pueden permanecer personas, independientemente del tiempo de permanencia. (...)*

*(...) Los diseños de líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV, en zonas donde se tengan en las cercanías a edificaciones ya construidas, deben incluir un análisis del campo electromagnético en los lugares donde se vaya a tener la presencia de personas (...)*

*(...) Para redes de distribución y uso final, el valor de exposición al público debe medirse a partir de las distancias de seguridad, donde se tenga la posibilidad de o permanencia prolongada de personas (hasta 8 horas) o en zonas de amplia circulación de público (...)*

### **5.17.3.2 Protocolo para Control de Campos Electromagnéticos y Ruido Ambiental**

A partir de la consulta realizada mediante visita de evaluación integral, la Empresa remitió a la SSPD el documento de procedimiento, denominado: “CONTROL CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS Y RUIDO AMBIENTAL EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS”, donde define la metodología para la medición del nivel de emisiones de campos electromagnéticos y ruido ambiental, en la infraestructura eléctrica, como parte de la gestión de mantenimiento y la gestión ambiental.

De lo señalado en el citado documento, se destacan los siguientes aspectos:

- Se presenta el flujograma de la Empresa que incluye: Plan Estratégico Medio Ambiente, programación de mediciones de campo electromagnético, estrategias de reducción de campos electromagnéticos y ruido, e informe final correspondiente.

- Programa orientado al desarrollo, seguimiento y control de emisiones de campos electromagnéticos y ruido generados por activos de conexión, priorizando instalaciones y líneas de transmisión dentro de plan anual de mediciones.
- Plan de medición de campos electromagnéticos y ruido ambiental en las instalaciones y/o activos de conexión priorizados.
- Procedimientos de medición de campos electromagnéticos, que siguen las recomendaciones señaladas por RETIE vigente para los niveles de control de los mismos.
- Revisión de cumplimiento de recomendaciones y/o estándares señalados por RETIE y estándares de medición.
- Registros horarios de fechas de realización de las mediciones, para lo cual la medición de intensidad del campo magnético y eléctrico se realizan a un (1) metro sobre el nivel del suelo, se tiene en cuenta que las mediciones no deben perturbar la operación de la infraestructura, las medidas se toman durante un período de 30 segundos y se registran como resultado de la medición el valor promedio.

#### **5.17.4 Medición de campos electromagnéticos y ruido ambiental en subestaciones**

En desarrollo de la evaluación integral, la SSPD, solicitó a AIR-E los informes de medición de campos electromagnéticos correspondientes a las subestaciones Riohacha, San Juan del Cesar y Maicao.

De manera general, al comparar los valores límites establecidos por el RETIE para exposición ocupacional, presentados en la *Tabla 112*, se evidencia que no son excedidos por los resultados de las mediciones de campos electromagnéticos, presentadas en la *Tabla 113*.

**Tabla 112.** *Valores límites de exposición a campos eléctricos y magnéticos de acuerdo al RETIE*

<b>Tipo de Exposición</b>	<b>Intensidad de Campo Eléctrico (kV/m)</b>	<b>Densidad de Flujo Magnético (μT)</b>
Exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas	8.3	1 000

Exposición del público en general hasta 8 horas continuas	4.16	200
---	------	-----

Fuente: RETIE

**Tabla 113.** *Valores máximos de mediciones de campos eléctricos y magnéticos*

Subestación	Campo Eléctrico (V/m)	Campo Magnético ( $\mu$ T)
<b>Riohacha</b>	3802	12.79
<b>San Juan del Cesar</b>	5398	5.73
<b>Maicao</b>	2759	2.12

Fuente: AIR-E – Elaboración DTGE

En relación a los niveles de ruido de acuerdo a la Resolución 627 de 2006, se encontró que, para la subestación Riohacha no se superan los límites establecidos de 75 dB para zonas interiores y 65 dB para circundantes y/o exteriores; por otro lado, para las subestaciones San Juan del Cesar y Maicao en las áreas de trabajo se superaron por algunos momentos los 75 dB, por lo cual resulta necesario utilizar protectores auditivos en los momentos en que se realicen actividades en proximidad a los transformadores y realizar seguimiento a la subestación una vez las actividades de adecuación civil y mantenimiento se realicen.

Finalmente, para la subestación Maicao, se indica en el informe que el ruido generado alrededor del punto localizado para la medición es externo a la operación de las redes eléctricas (transporte público y particular, ruido al interior de las viviendas).

#### **5.17.5 Gestión de mantenimiento**

El numeral 10.6. “OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS,” del RETIE, Resolución 9 0708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, establece, entre otros que:

*«El propietario o tenedor de la instalación, será responsable de mantenerla en condiciones seguras, por lo tanto, debe garantizar que se cumplan las disposiciones del presente reglamento que le apliquen»*

Asimismo, la Resolución CREG 080 de 2019 en su artículo 22, hace referencia a la gestión de riesgos financieros y operativos con la realización de la actividad de mantenimiento, indicando que:

*«(...)Los agentes mencionados en el artículo 2o de esta resolución deben gestionar diligentemente los riesgos financieros y operativos, **incluyendo la realización de mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos** (...)\»,  
negritas fuera del texto.*

Actividades relacionadas con los activos de una organización, entre otras de mantenimiento y de riesgos, pueden ser dirigidas, coordinadas y controladas a través de esquemas de gestión de activos, para así obtener el mayor rendimiento de los mismos.

La Norma ISO 55001 utiliza un proceso estructurado, que conduce a la mejora continua y a la creación de valor, al gestionar los costos, desempeño y los riesgos asociados con sus activos, especificando requisitos para establecer, implementar, mantener y mejorar el sistema de gestión de activos de una organización.

De acuerdo con lo anterior, en la norma ISO 55001, el mantenimiento y la confiabilidad cumplen un importante rol, ya que, dentro de lista de actividades asociadas con la gestión de activos, se encuentran conceptos como el monitoreo por condición, costo del ciclo de vida, ensayos no destructivos, etc.

#### **5.17.5.1 Gestión de activos en la gestión de mantenimiento**

En respuesta a la consulta realizada, respecto del aporte de la gestión de activos a la gestión de mantenimiento, la Empresa remitió a la SSPD, el documento titulado “Descripción del Sistema de Gestión de Activos para la planificación en la Gestión de Mantenimiento”

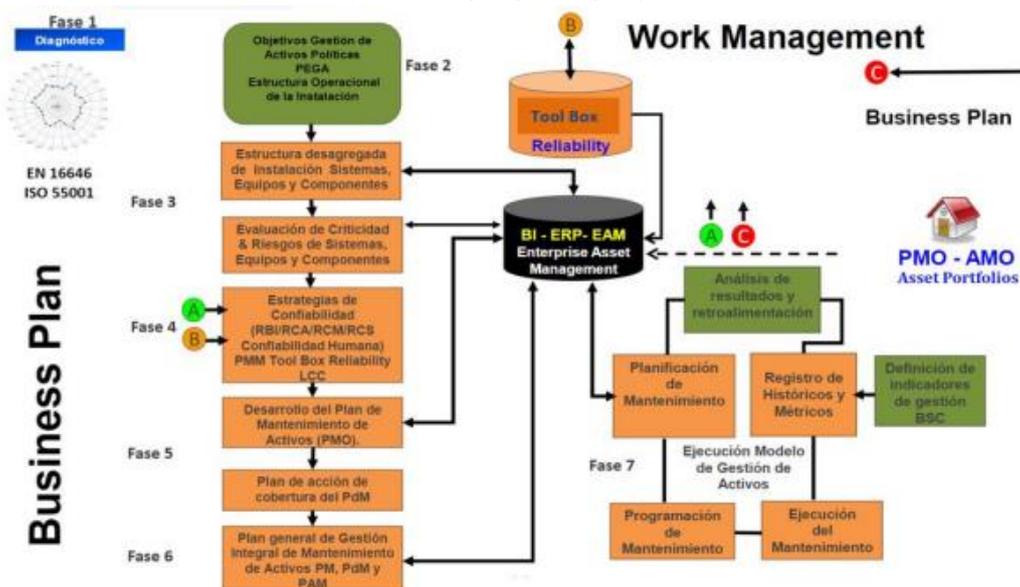
En dicho documento, la Empresa menciona que cuenta con varias herramientas de evaluación, a través de la gestión de activos, para que los mismos sean incluidos en programas de mantenimiento y alargamiento de la vida útil.

De esta manera, según lo señalado, la evaluación de antigüedad y obsolescencia determina si el activo requiere entrar en plan de reposición, o sigue en mantenimiento, a partir de lo cual se determina un nivel de criticidad de los activos, a través de variables exógenas a las condiciones del activo, como condiciones de seguridad, imagen pública, impacto en el medio ambiente y otras propias de su operación.

Mediante el señalado documento, la Empresa realiza una descripción de cada uno de los elementos que componen el aporte de la gestión de activos, a la gestión de mantenimiento Figura 86. A continuación, se relacionan los citados elementos:

- Taxonomía
- Esquema de Priorización Riesgo y Criticidad
- Perfil de antigüedad de los activos (Ocurrencia)
- Nivel de obsolescencia de los activos.
- Metodología de Análisis de Criticidad.
- Índice de Riesgo en la Infraestructura
- Clasificación de los Activos según su Criticidad
- Planes Opex

**Figura 86.** Descripción del sistema de gestión de activos para la planificación en la gestión del mantenimiento.



Fuente: AIR-E

### 5.17.5.2 Gestión de mantenimiento para mejora de la calidad del servicio

De acuerdo con lo informado por la Empresa, la gestión metodológica de identificación de circuitos con mayores afectaciones, para mejorar la calidad del servicio, se basa en los siguientes aspectos:

- Se parte de una definición de criterios de las actividades para el análisis y evaluación de criticidad y riesgo de los activos.
- Se establece una clasificación con la jerarquización de activos, donde se combina las consecuencias o gravedad de las fallas con la ocurrencia de estas.
- Se identifica el nivel de criticidad y el riesgo representado en una matriz donde se muestra la combinación de las variables consecuencias y ocurrencias de fallas.
- Se establecen los perfiles de antigüedad de los elementos del sistema como lo indica la circular CREG 029 del 2018.
- Se consideran diferentes aspectos: SAIDI, SAIFI, Usuarios, Demanda, aspectos técnicos de la red
- Consolidación de la información para el análisis y priorización
- Se realiza la calificación de los circuitos con ponderación dependiendo de inversión a realizar

### 5.17.6 Accidentes de Origen Eléctrico

El numeral 9.5. “NOTIFICACION DE ACCIDENTES” del RETIE, Resolución 9 0708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, establece, entre otros que las empresas prestadoras deben:

*«(...) reportar cada tres meses al sistema único de información (SUI) los accidentes de origen eléctrico ocurridos en sus redes y aquellos con pérdida de vidas en las instalaciones de sus usuarios. Para ello, debe recopilar los accidentes reportados directamente a la empresa y las estadísticas del Instituto de Medicina Legal o la autoridad que haga sus veces en dicha jurisdicción, siguiendo las condiciones establecidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD»*

### 5.17.7 Procedimiento seguido por la Empresa ante la Ocurrencia de Accidentes de Origen Eléctrico

A partir de la consulta realizada mediante visita de evaluación integral, la Empresa remitió a la SSPD el documento de procedimiento, denominado: “REGISTRO Y REPORTE DE ACCIDENTES DE ORIGEN ELÉCTRICO”. De lo señalado en el citado documento, a continuación se presentan las principales etapas que se llevan a cabo, ante la ocurrencia de accidentes de origen eléctrico:

- Identificación y reporte del evento
- Recepción y registro del Evento
- Verificación de la información
- Confirmación de la ocurrencia del evento en terreno
- Gestión de condiciones de seguridad
- Verificación de la ocurrencia de un evento en la red
- Análisis de la información depurada
- Coordinar de la llegada de la Brigada de Operación Local al sitio
- Inspeccionar lugar de los hechos
- Registrar información en herramientas informáticas
- Reporte de accidentes de origen eléctrico de personal propios y/o de personal de Contratista

En lo correspondiente a la información reportada en el SUI, se realizó una validación para la vigencia 2023 del formato TT5 “Información de Accidente de Origen Eléctrico”. En dicho reporte se encontraron 4 inconsistencias en el campo 3 “Descripción General”, frente a lo cual se le solicitó a AIR-E realizar los ajustes mediante el requerimiento de reversión correspondiente, lo cual fue realizado mediante el radicado SSPD 20245292306892, el cual una vez analizado por la DTGE, fue aprobado.

### 5.17.8 Cartilla de Seguridad

El numeral 26.1. “*CARTILLA DE SEGURIDAD*” del RETIE, Resolución 9 0708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, establece, entre otros que:

*«(...) El operador de red debe producir y difundir una cartilla orientada a los usuarios residenciales, comerciales e industriales, en la cual se hará énfasis en las condiciones de seguridad y correcta utilización de la energía eléctrica (...).»*

De acuerdo con lo observado en el documento: “*CARTILLA DE SEGURIDAD PARA EL USUARIO*”, publicado en la página Web de la Empresa, en relación con el literal c, se indica lo siguiente:

*«(...) Con la finalidad de garantizar el cumplimiento de los parámetros técnicos necesarios para la estabilidad y confiabilidad de la red y el cumplimiento del RETIE, todo proyecto de conexión, ampliación, remodelación, uso compartido o modificación de redes del sistema de distribución operado por Air-e debe cumplir con los siguientes pasos:*

- 1. Solicitud de nuevo proyecto.*
- 2. Verificación de la factibilidad y entrega del punto de conexión.*
- 3. Revisión y aprobación de diseños eléctricos.*
- 4. Recepción técnica del proyecto\*:*

*Revisión de materiales y equipos.*

*Maniobras de puesta en servicio y energización del proyecto*

*Conexión de nuevos usuarios.*

*Desde el diseño del proyecto eléctrico, cada etapa debe ser acompañada por un Ingeniero*

*Electricista responsable del proyecto con matrícula profesional vigente y ajustarse en todo*

*momento a las normas, instructivos y procedimientos vigentes de Air-e (...)*»

Al respecto, se observa que la Empresa no describe de manera detallada en su cartilla, aspectos como la ilustración de las etapas o pasos que se deben realizar en el procedimiento de conexión, indicando las características que deben el (los) documento (s) que se presenten ante la Empresa y en particular, señalar cada una de las disposiciones regulatorias que aplican en cada etapa.

#### **5.17.9 Sistema de Puesta a Tierra**

En relación a los mantenimientos de los sistemas de puesta a tierra, el RETIE en su capítulo 15 indica que:

*«(...) Los trabajos de inspección y mantenimiento deben garantizar una continua actualización del SPT para el cumplimiento del RETIE. Si una inspección muestra que se requieren reparaciones, estas deben ser realizadas sin retraso y no ser pospuestas hasta el próximo ciclo de mantenimiento. (...)*»

En ese sentido, se le solicitó a AIR-E que remitiera la información sobre los mantenimientos realizados en las subestaciones y redes de su propiedad, frente a lo cual, la Empresa remitió los informes de las mediciones realizadas a 17 líneas y 28 subestaciones. En dichos documentos se evidenció, que el prestador debía realizar acciones de mejora relacionadas con la equipotencialización de algunos equipos y/o elementos, así como valores de resistencia de puesta a tierra que excedían en algunas ocasiones los valores de referencia conforme al RETIE en su artículo 15.4, donde se indica que:

*«(...) Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial, pueden tomarse como referencia los valores máximos de la Tabla 15.4.*

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 $\Omega$
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 $\Omega$
Subestaciones de media tensión	10 $\Omega$
Protecciones contra rayos	10 $\Omega$
Punto neutro de acometida en baja tensión	25 $\Omega$
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 $\Omega$
Tabla 15.4 Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra	

(...))»

En lo correspondiente a las redes, si bien, no se desconoce que, de acuerdo a lo expresado en los informes, se han presentado situaciones como el robo de bajantes, se observa que dichos documentos datan del periodo junio de 2022 hasta septiembre de 2023, donde se plantean acciones para mitigar tales situaciones (de acuerdo al documento “2. Plan normalización SPT remitido por AIR-E”) desde mayo de 2024 en adelante, lo cual sería contrario a lo estipulado en el RETIE, donde se indica que, si se requieren reparaciones, deben ser realizadas sin retraso, sin esperar hasta el próximo ciclo de mantenimiento, como se mencionó previamente.

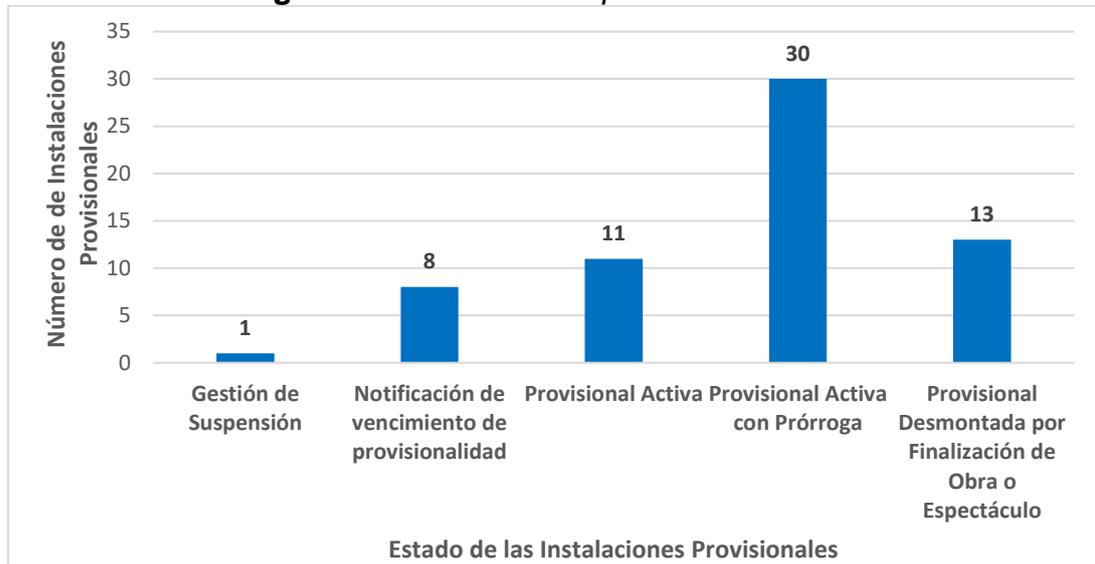
#### 5.17.10 Instalaciones Provisionales

El numeral 28.1. “*INSTALACIONES PROVISIONALES*” del RETIE, Resolución 9 0708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, establece, entre otros aspectos, que:

*«La Condición de provisionalidad se otorgará para periodos no mayores a seis meses (prorrogables según el criterio del OR o quien preste el servicio, previa solicitud del usuario).»*

En relación a lo planteado, se solicitó al prestador las gestiones realizadas en lo correspondiente a las instalaciones provisionales para la vigencia 2023, frente a lo cual remitió en el documento *Seguimiento provisionales 2023\_Air-e*, un total de 63 instalaciones de estas características, de acuerdo a lo presentado en la Figura 87.

**Figura 87. Instalaciones provisionales 2023**



Fuente: AIR-E – Elaboración DTGE

En relación con lo presentado, se indica que si bien, se han presentado 30 casos de instalaciones provisionales con solicitud de prórroga, se encuentra que 4 de ellas, superaron el año y medio en provisionalidad, frente a lo cual se recomienda verificar el estado de dichas obras, teniendo en cuenta que superaron tres veces el tiempo normativo.

## 5.18 Acceso a Redes

### 5.18.1 Sistema de Información de Disponibilidad de la Red

En relación con el sistema de información de disponibilidad de red, con el que deben contar los OR, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 7 de la Resolución CREG 174 DE 2021, que establece, entre otros aspectos, lo siguiente:

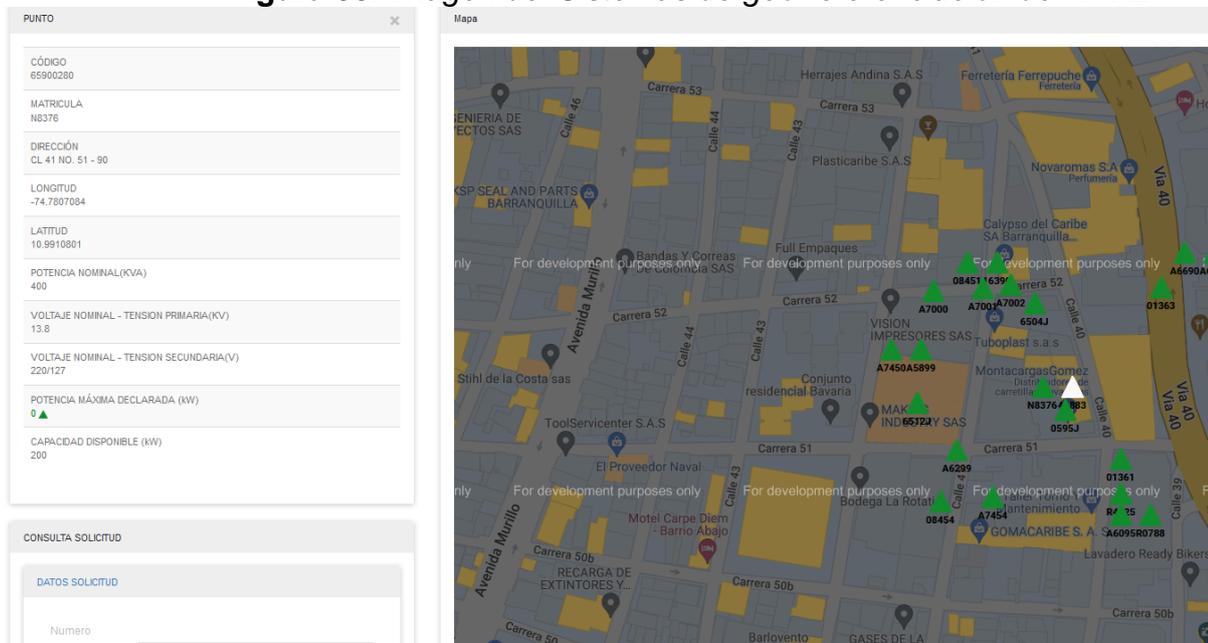
*«(...) ARTÍCULO 7. SISTEMA DE INFORMACIÓN DE DISPONIBILIDAD DE RED. Los OR deben disponer de información suficiente para que un potencial AGPE o GD pueda conocer el estado de la red según las características requeridas en el artículo 6 de la presente resolución. (...)»*

Se verificó que AIR-E dispone en su página web del enlace “*Usuarios Autogeneradores y Generadores Distribuidos*”, desde donde es posible, para los potenciales AGPE y

GD, acceder al sistema de georreferenciación y conocer su estado de disponibilidad, tal como se puede observar en el recorte de pantalla presentado en la Figura 88, en la cual se aprecian los parámetros requeridos por la resolución ibídem.

Asimismo, fue posible validar la clasificación con código de colores en función de la capacidad nominal del circuito o transformador, respecto de la sumatoria de la potencia máxima declarada de los GD y AGPE instalados en el mismo circuito o transformador, a lo que se hace referencia en el literal g) del Artículo 7º de la Resolución CREG 074 de 2021.

**Figura 88. Imagen del Sistemas de georreferenciación de AIR-E**



Fuente: AIR-E

Al respecto, es preciso indicar que el sistema de disponibilidad de red de AIR-E dispone de información suficiente para que un potencial AGPE, AGGE o GD pueda conocer el estado de ocupación de la red.

Adicionalmente, AIR-E dispone en su página web de un archivo en Excel, desde donde es posible consultar la disponibilidad de los transformadores, en caso de dificultades con la plataforma. En ese sentido, al no constituir un requerimiento regulatorio, se le recomendó al prestador, mantener actualizado dicho documento, de tal manera que sirva como respaldo en caso de algún inconveniente con el acceso a la disponibilidad de la plataforma para acceder a la información. Lo planteado, no exige al prestador de

mantener funcional la plataforma para los requerimientos asociados a la CREG 174 de 2021.

### **5.18.2 Cartilla AGPE, AGGE y GD**

Adicional a lo mencionado en la sección anterior, el sitio web para los interesados, de acuerdo al artículo 7, también debe tener que:

*«Cartillas de fácil entendimiento, con los principales aspectos regulatorios aplicables a la autogeneración y generación distribuida, el detalle de los procedimientos de conexión para que los potenciales AGPE y GD puedan consultar de manera rápida las condiciones de acceso a la red.»*

Al respecto, se encontraron algunos ajustes relacionados con los tiempos de revisión de que dispone el Operador de Red luego de la subsanación por parte del interesado de acuerdo al Anexo 5 de la Resolución CREG 174 de 2021, para darle una respuesta en relación a su solicitud, los cuales no se encontraban indicados en el documento. En ese sentido, AIR-E manifestó haber realizado los ajustes mencionados y la DTGE los confirmó descargando la cartilla en la página web del operador.

### **5.18.3 Solicitudes de conexión AGPE, AGGE y GD**

#### **5.18.3.1 Estándares Técnicos de Disponibilidad del Sistema**

La Resolución CREG 174 de 2021, especifica en el artículo 6, tres parámetros que deben cumplir los solicitantes para conectarse a nivel de tensión 1. Específicamente, los literales b) y c) indican que la cantidad total de energía en una hora que pueden entregar los GD y AGPE a la red conectados al mismo circuito o transformador a nivel de tensión 1, no debe superar el 50% del promedio anual correspondiente a las horas de mínima demanda diaria, registradas para el año anterior al de la solicitud de conexión, ya sea para sistemas con producción de energía diferentes a sistemas fotovoltaicos sin capacidad de almacenamiento o para sistemas fotovoltaicos con capacidad de almacenamiento, en cuyo caso dicho, el cumplimiento deberá ser en una franja horaria de 6:00 am a 6:00 pm.

En caso de que los parámetros mencionados no sean cumplidos, el artículo 17 establece que se deberá seguir el procedimiento donde se solicita el estudio de conexión simplificado al usuario para poder continuar con el proceso.

Al respecto, en verificación de la aplicación de la cota de demanda mínima en las solicitudes de conexión en el marco de esta resolución presentado AIR-E, se evidenció que para aquellas en las cuales aplicaba la empresa no estaba solicitando el respectivo estudio de conexión simplificado. Esto fue consultado con la empresa en el marco de la vista, a lo cual manifestó que para aquellos proyectos cuyos excedentes declarados excedían esta cota, se estaba realizando análisis a partir del conocimiento del sistema que operan. Resultado de esto, se determinaba si las respectivas solicitudes podían llegar a comprometer las condiciones operativas de las cercanías al nodo en el cual operan y se determinaba si era en efecto necesario requerir el estudio de conexión al interesado.

El razonamiento de la empresa respecto a este actuar, está fundamentado en evitar imponer barreras en las solicitudes de conexión e AGPE, AGGE o GD presentadas en su sistema, esto siendo el principio primario en las diferentes disposiciones regulatorias y normativas de integración de tecnologías de generación renovables distribuidas. Además, el desarrollo de un simplificado de implica costos y tiempos adicionales para los desarrolladores e interesados de proyectos, así como gastos administrativos adicionales para la empresa.

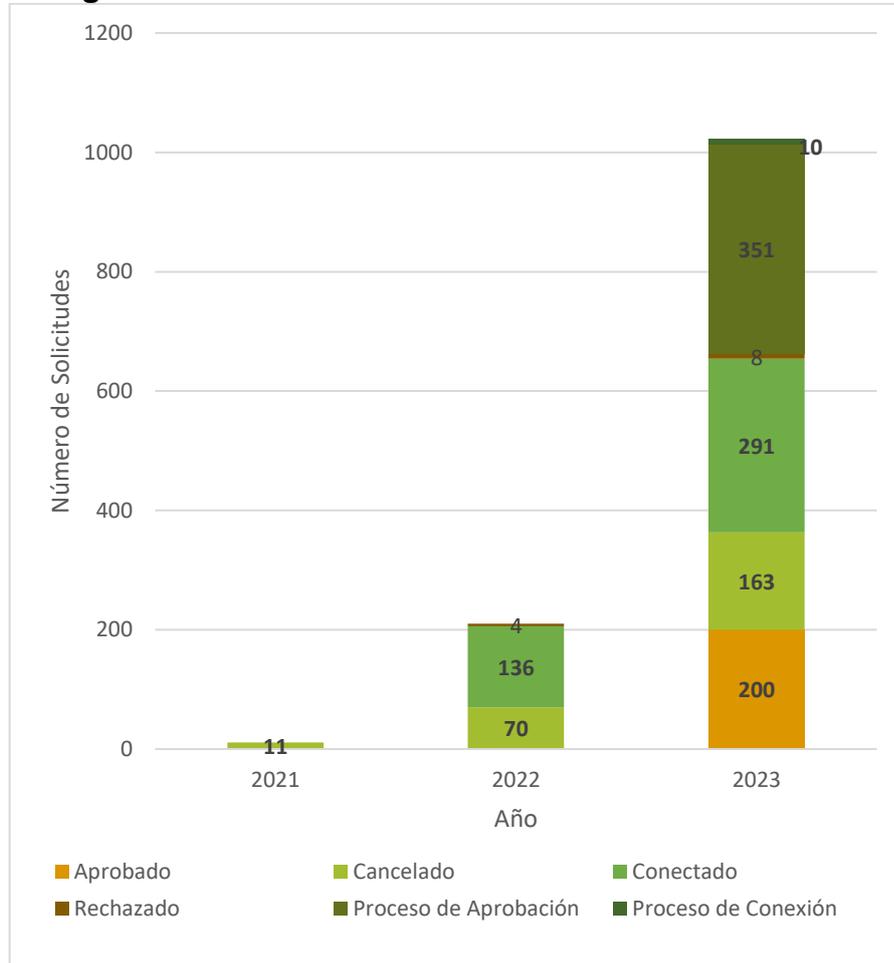
A pesar de que el actuar de la empresa es en pro del usuario, no solicitar el estudio de conexión simplificado a los interesados bajo este escenario configuraría un incumplimiento regulatorio y se recomienda a la empresa solicitarlo hasta en tanto la CREG no defina disposiciones regulatorias que permitan a los operadores de red analizar este tipo de escenarios a partir del conocimiento propio de su sistema.

#### **5.18.4 Cantidad de Solicitudes de Conexión**

En lo relacionado a la cantidad de solicitudes de conexión, en la *Figura 89* se presenta su evolución entre la fecha de entrada en vigencia de la regulación hasta el año 2023, clasificadas en las siguientes categorías:

- **Aprobadas:** La verificación técnica tuvo un concepto positivo y se aprueba la solicitud de conexión.
- **Rechazadas:** La solicitud fue rechazada debido a un mal diligenciamiento del formulario para la conexión
- **Canceladas:** El proceso de conexión fue finalizado por disposición del interesado, vencimiento de la vigencia de la aprobación o porque el interesado no subsana las observaciones realizadas por AIR-E-E
- **Conectadas:** El proyecto fue conectado, luego de haber avalado el cumplimiento de condiciones técnicas durante las visitas técnicas
- **En proceso de aprobación:** El proyecto se encuentra en etapa de revisión, ya sea porque se requirió al interesado para corregir información remitida, o hay información pendiente para avanzar en el proceso de aprobación de la conexión.
- **En proceso de conexión:** El proyecto se encuentra en etapa de solicitud de conexión o solicitud de primera visita.

**Figura 89.** Estado de solicitudes de conexión 2021-2023



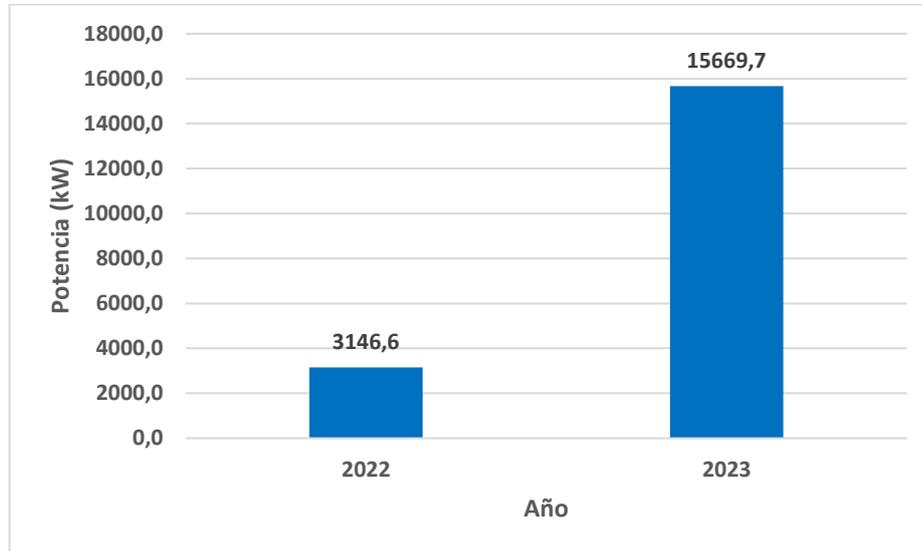
Fuente: AIR-E - Elaboración DTGE

Como se puede observar, se alcanzaron a rechazar 11 solicitudes debido a la novedad regulatorio para el año 2021. Posteriormente, para el año 2022 se presentaron 136 proyectos conectados, los cuales, si los comparamos con la vigencia 2023, presentaron un incremento del 114%, llegando a alcanzar 291 proyectos conectados.

De la totalidad de proyectos conectados en el año 2022, el 2.21% corresponde a proyectos sin entrega de excedentes a la red, mientras que para el año 2023, su porcentaje ascendió al 3.4%.

Por otro lado, en la *Figura 90* se presenta la potencia de los proyectos conectados con entrega de excedentes a la red para los años 2022 y 2023, donde se puede observar un incremento del 398%.

**Figura 90.** Potencia total de proyectos conectados a la red con entrega de excedentes 2022 - 2023



Fuente: AIR-E - Elaboración DTGE

#### 5.18.5 Conexión de instalaciones eléctricas de proyectos clase 1

De acuerdo al artículo 2 de la Resolución CREG 075 de 2021, se definen los conceptos de Proyecto Clase 1 y de Concepto de conexión: decisión a través de la cual la UPME asigna capacidad de transporte a un proyecto clase 1, de la siguiente manera:

*“...Proyecto clase 1: proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generación, cogeneración o autogeneración al SIN diferentes a los proyectos que se encuentren bajo el alcance de la Resolución CREG 030 de 2018, o aquella que la modifique, adicione o sustituya. También se considerarán como proyectos clase 1 las modificaciones que se soliciten a las capacidades ya asignadas...”*

*“...Concepto de conexión: decisión a través de la cual la UPME asigna capacidad de transporte a un proyecto clase 1...”*

Teniendo en cuenta lo anterior, para la vigencia 2023, la UPME emitió conceptos de conexión para un total de 18 proyectos, los cuales se relacionan en la *Tabla 114*. De los citados proyectos, el 22.22% se encuentran legalizados, el 16.67% de encuentran en proceso de firmas y el 61.11% se encuentran en gestión.

**Tabla 114. Proyectos de generación con fechas de concepto UPME.**

No. Proyecto	Capacidad asignada (MW)	Tecnología de generación	Estado de firma de contrato	Fecha de concepto UPME
1	4.9	Solar (Fotovoltaica)	En Gestión	28/02/2023
2	4.2	Solar (Fotovoltaica)	En proceso de firmas	28/02/2023
3	Entrega a la red: 0MW Instalada: 2.3MW	Solar (Fotovoltaica)	Legalizado	01/03/2023
4	9.9	Solar (Fotovoltaica)	En Gestión	01/03/2023
5	9.9	Solar (Fotovoltaica)	En Gestión	01/03/2023
6	9.9	Solar (Fotovoltaica)	En Gestión	01/03/2023
7	9.9	Solar (Fotovoltaica)	En proceso de firmas	01/03/2023
8	19.9	Solar (Fotovoltaica)	En proceso de firmas	01/03/2023
9	9.9	Térmica - Gas	En Gestión	02/03/2023
10	6	Solar (Fotovoltaica)	En Gestión	03/03/2023
11	9.9	Solar (Fotovoltaica)	En Gestión	03/03/2023
12	9.9	Eólico Offshore	En Gestión	03/03/2023
13	19.9	Solar (Fotovoltaica)	En Gestión	03/03/2023
14	19.9	Solar (Fotovoltaica)	Legalizado	03/03/2023
15	50	Eólica	En Gestión	03/03/2023
16	9.9	Solar (Fotovoltaica)	Legalizado	03/03/2023
17	9.9	Solar (Fotovoltaica)	Legalizado	04/03/2023
18	19.9	Solar (Fotovoltaica)	En Gestión	08/03/2023

Fuente: AIR-E - Elaboración DTGE

En relación con los mencionados proyectos, con base en lo señalado en la resolución ibídem, donde en el artículo 31, se indica que el plazo para suscribir el contrato de conexión es de 4 meses, a través de la visita de evaluación integral, se consultó a AIR-E sobre las razones de las demoras, que han superado tal límite de tiempo regulatorio, para la firma de los contratos de conexión.

En consideración a esta situación, el prestador indicó que la mayoría de dichos proyectos se encuentran en proceso de ajustes a sus cláusulas, al requerirse revisiones y en ocasiones reuniones entre las partes, para llegar a acuerdos y lograr el perfeccionamiento del contrato.

Al respecto, se le indicó al prestador en relación con los proyectos que superen los 4 meses, de acuerdo al artículo 31, parágrafo 2 de la Resolución CREG 075 de 2021, que

remita informes cuando ocurran estas situaciones, para que la SSPD las evalúe y adelante las acciones correspondientes.

En relación a los comentarios hechos por el transportador frente a la asignación de capacidad de transporte indicado en el artículo 10 de la res. CREG 075 de 2021, AIR-E en el documento “Listado de proyectos con concepto UPME sin viabilidad de conexión” remitió un listado de proyectos que de acuerdo a su análisis no tenían disponibilidad de espacio físico, y se les emitió concepto de conexión. En relación a este punto, se indica que se realizarán las consultas con las entidades responsables.

### **5.19 Plan de Gestión del Riesgo de Desastres - Decreto 2157 de 2017**

El Plan de Gestión de Riesgo de Desastres del prestador AIR-E, denominado «Plan Maestro de Gestión de Riesgo de Desastre 2023», forma parte del Sistema Integrado de Gestión, que comprende los procesos estratégicos, misionales, habilitadores y procesos de verificación, los cuales establecen y controlan las políticas y lineamientos de toda la organización y direccionan los procesos misionales que generan valor directamente en las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica.

El Plan Maestro de Gestión de Riesgos de Desastres aplica a los negocios de distribución y comercialización de energía eléctrica, en el área de influencia de AIR-E correspondiente a cincuenta y siete (57) municipios en los departamentos del Atlántico, La Guajira y Magdalena, e incluye igualmente las actividades de verificación y calibración de medidores de energía eléctrica a través del Laboratorio de Calibración de la Empresa ubicado en Cartagena, Bolívar.

El documento incorpora las políticas, lineamientos, organización, recursos y protocolos para la prevención, conocimiento, reducción del riesgo y atención a desastres, para las siguientes actividades e infraestructura:

- 29 subestaciones eléctricas en el departamento de Atlántico, 13 subestaciones en La Guajira, y 20 subestaciones en el Magdalena.
- Oficinas comerciales: 12 en el departamento de Atlántico, 7 en la Guajira y 8 en el departamento del Magdalena.

- Oficinas administrativas: 6 oficinas en Atlántico, 1 en la Guajira, 3 en Magdalena, instalaciones del laboratorio de medidores en el departamento de Bolívar y una oficina administrativa – comercial del grupo empresarial en la ciudad de Pereira.

Este documento y la implementación de los procesos correspondientes fueron comparados con los lineamientos mínimos normativos, establecidos en el Decreto 2157 de 2017, respecto a los criterios para la formulación e implementación del Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de Entidades Públicas y Privadas – PGRDEPP, en los procesos de «Conocimiento del Riesgo», «Reducción del Riesgo» y «Manejo del Desastre», los cuales se presentan a continuación.

### 5.19.1 Proceso de conocimiento del riesgo

Hace referencia al «proceso de conocimiento del riesgo», el prestador tomó como base la Guía para Administración de Riegos, algunos aspectos de la Norma ISO 31000 y marcos de referencia internacionales, los cuales incorporan la metodología de identificación y valoración del riesgo, identificación y valoración de controles y gestión del riesgo residual.

La Matriz de Riesgos de la empresa, es implementada dentro del Modelo de Gestión de Riesgos, que contempla los «Procesos Estratégicos», «Procesos Misionales», «Procesos Habilitadores» y «Procesos Verificación». La acción resultante de la definición de probabilidades de ocurrencia de eventos y medición de impactos, son agrupados sobre las siguientes tipologías: consecuencias financieras, reputacional, ambiental, legal, operacional, comunidad y colaboradores.

En lo que corresponde específicamente a la gestión del riesgo de desastres, el prestador identificó los siguientes escenarios de amenaza:

- Natural. (vendavales, tormenta eléctrica, rayos, sismos).
- Socio natural (inundación, avenida torrencial, deslizamientos, incendios forestales).
- Tecnológico (incendio, explosión, derrame de aceite, daño en maquinaria)
- Ambiental (contaminación de la infraestructura)
- Ambiental – Biológico (tránsito de aves, contacto vegetal –ramas de árboles, animales terrestres).

- Antrópicos (fallas en mantenimiento, operacionales, infraestructura obsoleta)
- Riesgo público (actos malintencionados, huelga, motín, asonada, sabotaje, hurto, agresión al personal).
- Social – manipulación ilegal de redes (conexiones ilícitas, lanzamiento de objetos a líneas, invasión de servidumbres).
- Cibernético (software malicioso, suplantación de identidad, exploit)

Los elementos expuestos y afectaciones directas por la materialización de alguno o varios de los eventos amenazantes, se refleja en la afectación de la infraestructura (subestaciones, redes, postes, transformadores, equipos), ambiente, prestación del servicio, personal y actividades propias del servicio.

Los análisis realizados para el riesgo de desastres, presentan las amenazas por proceso (distribución de energía, gestión tecnológica, administrativa, comercial, gestión del ser, aseguramiento y procesos transversales), incorporando información sobre macro-procesos, procesos, tipo de actividad, amenaza, tipo de escenario, escenario del riesgo, área o infraestructura afectada, tipos de riesgos, causa, consecuencias internas, controles cobertura, alcance y probabilidades estimadas (inherente al riesgo, nivel de impacto, nivel de riesgo, riesgo residual, impacto del riesgo residual, entre otros).

### **5.19.2 Proceso de reducción del riesgo**

Respecto de la temática asociada a la «reducción de riesgo» de desastres, el prestador estableció varios criterios de intervención, referidos a las acciones de intervención correctiva, intervención prospectiva y políticas de transferencia del riesgo.

Para la intervención correctiva, el prestador presentó los controles correspondientes, mediante las acciones de carácter preventivo y acciones de mitigación o correctivas, las cuales pueden ser de tipo estructural (ejecución de obras físicas) o no estructural (tales como formación, comunicación, normativa, capacitación en planes operativos normalizados, activación de planes de contingencia).

Las acciones correctivas como remodelaciones, monitoreo de parámetros, mantenimiento, reparaciones, pruebas y puesta en marcha, protecciones, poda de árboles, lavado de estructuras, gestión comunitaria (acciones para la no manipulación de redes del prestador por particulares), uso eficiente y seguro del servicio de energía eléctrica, e inclusión de herramientas de ciberseguridad, se ejecutan sobre infraestructura a cargo de AIR-E, tales como subestaciones, redes, instalaciones administrativas y comerciales, almacenes, centro de control, circuitos de CCTV y monitoreo, reforzamiento antisísmico e incorporación de elementos e instalaciones de protecciones contra incendios.

Acciones ejecutadas y propuestas desarrollar en el PGRD, también están dirigidas a reducir riesgos de eventos generados por amenazas como sismos, incendios, derrame de aceite, fenómenos atmosféricos, contactos vegetales, contaminación, manipulación de redes por personal no autorizado, y ciberseguridad.

Igualmente, el prestador incorporó acciones correctivas «no estructurales» como actividades de formación y capacitación en la aplicación de la normativa en gestión de riesgos y conocimiento del PGRD, hacia el personal propio del prestador, contratistas y comunidad, así como simulacros y socialización.

Las acciones prospectivas para la reducción del riesgo de desastres prevén la intervención mediante proyectos de construcción, remodelación, ampliación, modernización, de subestaciones y redes de energía eléctrica, consecuente con los lineamientos de los Planes de Ordenamiento Territorial de los respectivos municipios y entes territoriales, de tal manera que propendan por garantizar que no surjan nuevas situaciones de riesgo. Consecuente con lo reportado por el prestador a los respectivos requerimientos de esta Superintendencia, en el 2023 se adelantaron las siguientes acciones:

- Ampliación de 10 subestaciones, en las cuales se realizó la instalación de protección de sobre corrientes a 9 de ellas.
- Construcción de muros contrafuego en 5 subestaciones.
- Actualización del sistema SCADA.

- Operación permanente de supervisión en la seguridad de las subestaciones críticas para evitar hurtos de cables y materiales. Reforzamiento de seguridad a la sede de Unión y subestación temporal de Fundación.
- Construcción de foso o sumideros, con capas de gravilla, como filtro y absorbente para ahogar la combustión ante eventos de incendio y derrame de aceite, adelantado en 9 subestaciones.
- Instalación de sistema de protección de descargas atmosféricas en 9 subestaciones.
- Modernización del sistema contra incendios en las subestaciones Oasis y 20 de julio.
- Lavado de 255.387 estructuras sobre circuitos de la ciudad de Barranquilla, municipios del Atlántico, La Guajira y la ciudad de Santa Marta.
- Adquisición de nuevos antivirus para Ciberseguridad.

En lo que corresponde a «protección financiera» el prestador mantiene actualizadas las siguientes pólizas.

- Todo riesgo, daños materiales.
- Responsabilidad civil extracontractual.
- Manejo global comercial.
- Seguro PYME de oficinas.
- Transporte de mercancía (movilización de transformadores y subestaciones móviles).
- Pólizas de automóviles propios y de la oficina móvil.
- Responsabilidad civil (daños por causa de terceros, errores en calibración y/o ensayos de medidores).
- Responsabilidad civil extracontractual Oficinas.
- Infidelidad y riesgos financieros (falsificación documentos, cheque, fraude tarjetas de crédito, entre otros).
- Directores y Administradores.
- Seguro de vida grupo empleados.
- Incendios deudores.
- Hogares deudores.
- Accidentes personales usuarios (accidentes de origen eléctrico imputable al prestador).
- Asistencia en viaje local.

### 5.19.3 Proceso de manejo del desastre.

El prestador estableció varios criterios y actividades para ejecutar los procesos de atención y manejo del desastre, a saber:

- Preparación Plan de Emergencia y Contingencia (PEC).
- Componente de ejecución para la respuesta a emergencias
- Niveles de Alerta, Alarma y Activación.
- Estructura de la intervención y articulación de la respuesta.
- Protocolos y procedimientos de respuesta para cada tipo de emergencia (Planes Operativos Normalizados).
- Directorio de contactos para emergencia y cadena de llamado.

Así mismo, respecto a las temáticas asociadas al manejo y repuesta ante la materialización de eventos de desastre, en desarrollo de la evaluación integral, el prestador anexó el documento denominado, «Plan de Prevención, Preparación y Respuesta a Emergencias», elaborado para cada subestación e infraestructura administrativa o comercial a cargo de AIR-E, equivalente al PEC del marco normativo.

Se anexaron los documentos correspondientes a dichos planes de prevención y respuesta a emergencia de las siguientes subestaciones: Riohacha, San Juan del Cesar, Libertador, Manzanares, Gaira, Ciénaga, 20 de Julio, El Rio, Riomar, Maicao y Silencio. Cada Plan desarrolla las siguientes acciones y temáticas:

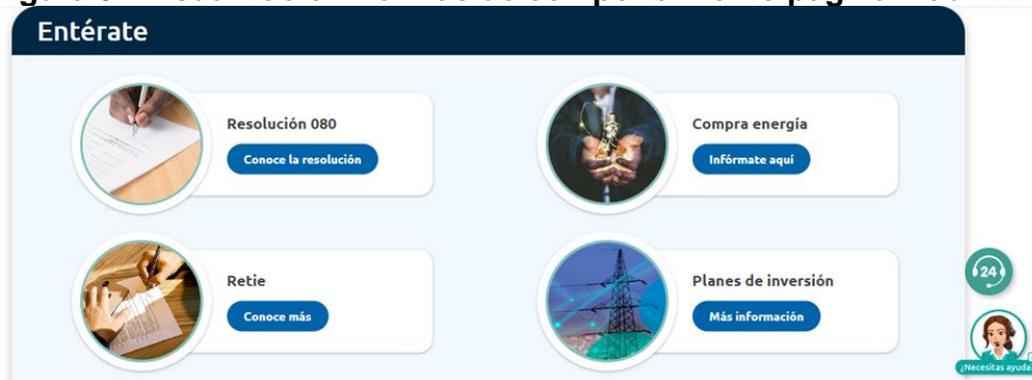
- Descripción general de la sede o subestación.
- Características técnicas de la infraestructura.
- Organización y organigrama para la respuesta a emergencias.
- Inventario de recursos con que cuenta la sede para responder ante una emergencia.
- Descripción de amenazas (amenaza, área, consecuencia y control de la emergencia existente).
- Análisis de vulnerabilidad (según PGRD).
- Componente operativo de la subestación.
- Plan de evacuación.

- Pautas generales en caso de emergencia (para incendio, sismo, acto terrorista)
- Directorio de contactos (Bomberos, Defensa civil, Cruz Roja entre otros).
- Procedimientos Operativos Normalizados de actuación – PON (accidente, incendio general, colapso estructural, disturbio civil – asonada, atentado terrorista, evacuación, sismo, atención a lesionados).
- Conformación del Comando Unificado
- Zonas de trabajo de aislamiento para la atención de la emergencia.
- Control de registros aplicables.

### 5.13 Reglas Generales de Comportamiento

Para la Evaluación integral respecto de las reglas generales de comportamiento se procedió inicialmente con la revisión y visualización de cada uno de los procedimientos que están relacionados con el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019. Estos se visualizan al inicio de la página web de la empresa, los cuales se muestran en la Figura 91 .

**Figura 91 Visualización normas de comportamiento página web AIR-E**



### Creg 080

La Resolución **CREG 080 de 2019** establece las reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible.

En este espacio encontrarás los procedimientos que te permitirán tener acceso a la prestación del Servicio de Energía Eléctrica y cambiar de comercializador.

Declaración de adhesión y cumplimiento de las reglas de comportamiento	▼
Acceso a la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica al Usuario	▼
Cambio de prestador de servicio de Energía Eléctrica	▼

Fuente: Pagina Web AIR-E

Al respecto la empresa publicó en su página web: <https://www.air-e.com/>, los procedimientos que se relacionan en la Tabla 115 con su respectivo enlace:

**Tabla 115 Procedimientos publicados AIR-E SA ESP, Resolución CREG 080**

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Acceso a la Prestación del servicio de energía eléctrica al Usuario	<a href="https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/creg-080/Acceso-a-la-Prestacion-del-Servicio-de-Energia-Elctrica-al-Usuario-3.pdf">https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/creg-080/Acceso-a-la-Prestacion-del-Servicio-de-Energia-Elctrica-al-Usuario-3.pdf</a>
Procedimiento cambio de comercializador	<a href="https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/creg-080/procedimiento-cambio-comercializador.pdf">https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/creg-080/procedimiento-cambio-comercializador.pdf</a>
Declaración de adhesión y cumplimiento	<a href="https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/creg-080/declaracion-creg-080-de-2019-publicacion-pagina-web.pdf">https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/creg-080/declaracion-creg-080-de-2019-publicacion-pagina-web.pdf</a>
Cartillas de seguridad del usuario	<a href="https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/Cartilla-de-Seguridad-del-Usuario-Air-e-05-2024.pdf">https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/Cartilla-de-Seguridad-del-Usuario-Air-e-05-2024.pdf</a>
Manual de trámites	<a href="https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/gestion-riesgos/manual-de-tramite.pdf">https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/gestion-riesgos/manual-de-tramite.pdf</a>
Contrato de condiciones uniformes	<a href="https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/nuestra-empresa/ccu-air-e-v6-2023.pdf">https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/nuestra-empresa/ccu-air-e-v6-2023.pdf</a>
Modelo de gobierno de protección de datos personales	<a href="https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/footer/2024/AC-MP-MA-13-Modelo-de-Gobierno-de-Proteccion-de-Datos-Personales.pdf">https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/footer/2024/AC-MP-MA-13-Modelo-de-Gobierno-de-Proteccion-de-Datos-Personales.pdf</a>
Política de Tratamiento de Datos Personales Air-e	<a href="https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/footer/2024/AC-MP-PL-12-Politica-Tratamiento-Datos-Personales-Air-e.pdf">https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/footer/2024/AC-MP-PL-12-Politica-Tratamiento-Datos-Personales-Air-e.pdf</a>
Manual energía reactiva	<a href="https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/usuarios-autogeneradores/CM-TC-MA-97-Energia-reactiva.pdf?ver=DJb05crS9c9e_u5Gq7Jl3Q%3d%3d">https://www.air-e.com/Portals/AIR-E/documentos/usuarios-autogeneradores/CM-TC-MA-97-Energia-reactiva.pdf?ver=DJb05crS9c9e_u5Gq7Jl3Q%3d%3d</a>

Fuente: Elaboración DTGE

De la revisión general de los procedimientos, se observó que la empresa tiene establecido y publicados los procedimientos que determinó eran necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada, al realizar la revisión de los citados procedimientos y documentos se encontró que de manera general dan cumplimiento a la premisa establecida por la CREG en cuanto a la información que se debe suministrar por los agentes.

De acuerdo con lo anterior, se encontró que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por la empresa AIR-E a los usuarios de su mercado, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar, en cumplimiento de la regulación citada.

## 6 Hallazgos:

A continuación, en la **Tabla 116** se presentan los hallazgos dentro del marco de la evaluación integral, los cuales corresponden a todos los aspectos de los que trata dicha evaluación.

**Tabla 116. Relación hallazgos para la empresa AIR-E SAS ESP.**

CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
1. Facturación energía reactiva	Certificados de calibración para el cobro de energía reactiva capacitiva	Información remitida por la empresa Formato TC2 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021.	NO CUMPLE
2. Reglamento de comercialización (compromiso 78 del acta).	Artículos 47 y 49. Programación visita conjunta	Solicitudes de realización de visita conjunta por parte de otras agentes remitidas a la SSPD; información remitida por la empresa AIR-E.	NO CUMPLE (está pendiente la remisión de los soportes para análisis)
3. Reglamento de comercialización	Artículo 56. Paz y Salvo	Solicitudes de expedición de paz y salvo por parte de otros agentes remitidas a la SSPD; información remitida por la empresa AIR-E.	NO CUMPLE
4. Código de Medida	literal <i>b</i> del anexo 4	Norma Técnica Código: DE.ES.011, Ed. 3, «Especificaciones Particulares para Instalaciones de Conexión y Enlace» Comunicación con radicado AIR-E n.º 2023030000060971 del 19 de septiembre de 2023.	NO CUMPLE
5. Código de Medida	Artículo 36 Anexo 7 Se revisa el impacto al usuario a causa del incumplimiento que	Reporte de cancelaciones de fronteras por incumplimientos regulatorios remitido por XM.	NO CUMPLE

CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
	llevó a la cancelación de las fronteras comerciales	Información remitida por AIR-E.	
6. Código de Medida	Artículo 19	Información remitida por la empresa	NO CUMPLE
7. Fronteras embebidas	Resolución CREG 122 de 2003 Resolución CREG 084 de 2004 Artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011	Informe técnico remitido por AIR-E Base de fronteras con reporte al ASIC.	NO CUMPLE
8. Código de Medida	Artículo 16, Sincronización de los relojes	Información verificada por la DTGE en terreno.	NO CUMPLE
9. Código de Medida	Artículo 11. Certificados de calibración	Información remitida por la empresa.	NO CUMPLE
10. Medición real del consumo facturable	Artículo 146 de la Ley 142 de 1994 Numeral 9.1 del artículo 9 de la Ley 142 de 1994	Formato TC2 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021	NO CUMPLE (está pendiente la remisión de los soportes para análisis)
11. <b>(Corresponde al hallazgo Nro. 58. FSSRI/FOES del acta de visita de fecha: 20 a 24 de mayo de 2024).</b> Se requiere sustentar y/o reversar la información, dadas las diferencias presentadas entre el número de suscriptores subsidiados (estratos 1, 2 y 3), así como los sujetos a contribución correspondientes a: estrato 5, 6 y uso comercial, industrial, dadas las diferencias presentadas durante la vigencia 2022 y 2023 (Información SUI formato TC1 vs Información Aportada). Así mismo, sustentar el estado de los siguientes NIU 444-19833822, 444-19418122, 444-12991246, 443-19866064, 168-1820233. "no regulados", con asignación de estrato 2 y 4 residencial en la vigencia 2023.  En cuanto a la información de los usuarios beneficiarios del subsidio por condición especial Distrito de Riego. 2022 – 2023. Se encuentra que para la vigencia 2022 existen (5) NIU reportados	Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos TC1	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato TC1	NO CUMPLE

CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
<p>en SUI que no se encuentran en los registros proporcionados por el prestador y para la vigencia 2023, se encontró 29 registros que no se encuentran en la información suministrada por el prestador. Se encuentran (2) NIU para la vigencia 2022 que son clasificados con estrato 1 y 6 al mismo tiempo reporta usuario en "condición especial de riego". Dadas estas diferencias, se requiere que el prestador sustente el origen de las mismas.</p> <p>Situación que deberá ser sustentada por parte del prestador y proceder con la reversión de información según aplique. Al verificar la variable 21 "Altitud (usuario)" del TC1, se evidencia que no se ha dado cumplimiento a lo establecido en la Resolución SSPD 12515 del 2021 en lo que reza: "Para el primer año de vigencia de la presente resolución, el porcentaje de georreferenciación debe ser del 60 % y en el segundo año la totalidad d de usuarios", puesto que a 357.799 usuarios no se les ha identificado información de altitud. 417980 NIU, esto repercute en la validación de usuarios sujetos a FOES en el SUI; sin embargo, dicha situación no repercute en la aplicación de los usuarios sujetos a FOES.</p>			
<p>12. <b>(Corresponde al hallazgo Nro. 59. FSSRI/FOES del acta de visita de fecha: 20 a 24 de mayo de 2024).</b> Se requiere sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en los formatos de facturación (TC2) dadas las diferencias presentadas para los 4tro trimestres de 2022 para las variables de "Subsidios Otorgados" y "Contribuciones Facturadas", S1 para las variables: "Contribuciones Facturadas", "Contribuciones No recaudadas después de 6 meses" y "Contribuciones recaudadas después de conciliado su no recaudo" para los 4tro trimestres de la vigencia 2022. Así como, la información inconsistente analizada para FOES.</p>	<p>Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos TC2</p>	<p>Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato TC2</p>	<p>NO CUMPLE</p>

CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
<p>Las variables Tipo Lectura con: "medición real" y tipo medidor: "sin medidor", situación que amerita ser sustentada en lo que respecta al mes de agosto 2022. Se observa 32 NIU en área especial reportados en SUI que no registran en lo allegado por el prestador para el periodo de diciembre de 2023.</p> <p>Se han observado 9452 registros NIU (Números de Identificación de Usuarios) con las variables "tipo de medidor" y "tipo de lectura" que requieren ser revisadas. El usuario identificado con NIU 19528323 presenta una diferencia entre el consumo y lo reconocido en FOES que requiere ser sustentada.</p> <p>En cuanto a la cantidad de facturas emitidas en 2023 mensualizado de usuarios FOES. De conformidad con lo evaluado, se presentan diferencias para cada mes en el número de facturas reportadas al SUI y las aportadas por el prestador, situación que requiere ser sustentada por el prestador, teniendo presente que, en la revisión se consideró "Facturación inicial". Para los estratos (1 y 2) con relación en campo 16 Consumo de subsistencia se está reportando la opción No. 5 correspondiente a: "Cuando se refiere a usuarios 4, 5, 6, y no residenciales", situación que requiere ser sustentada.</p>			
<p>13. <b>(Corresponde al hallazgo Nro. 60. FSSRI/FOES del acta de visita de fecha: 20 a 24 de mayo de 2024).</b> Se requiere sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en los formatos S1, dadas las diferencias presentadas durante las vigencias 2022 y 2023, (Información SUI vs Información Aportada).</p>	<p>Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S1.</p>	<p>Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato S1.</p>	<p>NO CUMPLE</p>
<p>14. <b>(Corresponde al hallazgo Nro. 61. FSSRI/FOES del acta de visita de fecha: 20 a 24 de mayo de 2024).</b> Se requiere sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en los formatos S2, dadas las diferencias presentadas durante la vigencia 2022 y 2023,</p>	<p>Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S2.</p>	<p>Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato S2.</p>	<p>NO CUMPLE</p>

CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
(Información SUI vs Información Aportada).			
15. <b>(Corresponde al hallazgo Nro. 62. FSSRI del acta de visita de fecha: 20 a 24 de mayo de 2024).</b> Se requiere realizar el reporte del formato S10 que deberán estar alineados con la información de los formatos de las variables que contienen vigencias 2022, 2023 y proceder a solicitar la reversión este formato para diciembre 2023, dadas las diferencias de información presentadas.	Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S10.	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato S10.	NO CUMPLE
16. <b>(Corresponde al hallazgo Nro. 63. FSSRI/FOES del acta de visita de fecha: 20 a 24 de mayo de 2024).</b> Se requiere al prestador para que sustente las diferencias de estrato identificadas en el ejercicio de revisión frente a lo reportado en el formato de estratificación de alcaldías, lo anterior para los casos ya identificados durante la visita. Para tal efecto, la empresa informará a la SSPD de un plan de trabajo con el cual propone la revisión de estratificación con las alcaldías. Así mismo, se le solicita allegar las actas del comité de estratificación que se hayan llevado a cabo en lo corrido del presente año.	Documento mediante el cual la empresa informe a la SSPD sobre el plan de trabajo con el cual propone la revisión de estratificación con las alcaldías. Así mismo, se le solicita allegar las actas del comité de estratificación que se hayan llevado a cabo en lo corrido del presente año	Documento mediante el cual la empresa informe a la SSPD sobre el plan de trabajo con el cual propone la revisión de estratificación con las alcaldías. Y allegar las actas del comité de estratificación en las que ha participado el prestador en lo corrido del 2024.	NO CUMPLE
17. <b>(Corresponde al hallazgo Nro. 64. FSSRI/FOES del acta de visita de fecha: 20 a 24 de mayo de 2024).</b> Se presentan diferencias en la información aportada, que conllevan a presuntas inconsistencias que deberán ser sustentadas por el prestador, teniendo en cuenta que las mismas no cumplen con lo establecido en el Estatuto Tributario (Sin Código Actividad Económica Principal); en el mismo sentido, se presentan asimetrías de información respecto a lo reportado y la información aportada por el prestador, descritas en el acápite "Análisis de suscriptores beneficiarios del descuento y/o	Documento mediante el cual la empresa informe a la SSPD sobre las inconsistencias en la información aportada, las diferencias entre la información aportada y lo reportado en el SUI. Formato S6. Finalmente, dentro del documento debe incluir el cálculo del impacto financiero al FSSRI.	Documento mediante el cual la empresa informe a la SSPD sobre las inconsistencias en la información aportada, las diferencias entre la información aportada y lo reportado en el SUI. Formato S6. Finalmente, dentro del documento debe incluir el cálculo del impacto financiero al FSSRI. Solicitud de reversión formato S6.	NO CUMPLE

CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
<p>exención tributaria”, del presente documento. Por consiguiente, se requiere sustentar las diferencias ante este despacho, proceder con la reversión del formato S6 y sustentar según corresponda, el impacto financiero al FSSRI con ocasión de la exoneración de tributación, al identificar suscriptores que no debían incluirse bajo esta, bien sea porque su actividad económica no se encuentra dentro de lo establecido en la normatividad vigente y/o Estatuto Tributario o no se ha actualizado su condición.</p>	<p>Solicitud de reversión formato S6.</p>		
<p>18. <b>(Corresponde al hallazgo Nro. 65. FOES del acta de visita de fecha: 20 a 24 de mayo de 2024).</b> Se acordó con el prestador que llegaría en la información de Censo Grupo Macromedidor, información adicional, que permita la identificación de los macromedidores con los usuarios atendidos conforme a la información reportada en el SUJ.</p>	<p>Agregar información al Censo Grupo Medidor que permita la identificación de los macromedidores</p>	<p>Agregar información al Censo Grupo Medidor que permita la identificación de los macromedidores</p>	<p><b>CUMPLE</b></p>
<p>19. <b>(Corresponde al hallazgo Nro. 66. FSSRI/FOES del acta de visita de fecha: 20 a 24 de mayo de 2024).</b> Se requiere que el prestador reporte y/o ajuste la información reportada en el formato S5 FORMATO S5. Validaciones Trimestrales Subsidios, toda vez que, debe reflejar las validaciones trimestrales de subsidios, contribuciones y FOES que realiza el Ministerio de Minas y Energía y se encuentran en estado “En Firme”. Situación que a la fecha no se encuentra conforme a las validaciones en firme remitidas por el MME.</p>	<p>Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S5 que presenten inconsistencias previamente reportados y reporte de los formatos S5 que acrediten las validaciones en firme recibidas por MME.</p>	<p>Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S5 que presenten inconsistencias previamente reportados y reporte de los formatos S5 que acrediten las validaciones en firme recibidas por MME.</p>	<p>NO CUMPLE</p>
<p>20. Calidad del servicio</p>	<p>Soportes de exclusiones</p>	<p>Los soportes de exclusiones para los eventos con causal Catástrofes naturales, no cuentan con los soportes exigidos regulatoriamente</p>	<p>No Cumple</p>

CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
		(Cumplimiento CREG 015 de 2018 y )	
21. Calidad del servicio	Calidad individual	Presenta durante los años 2021, 2022 y 2023 más de un usuario con DIU mayor a 360 horas de interrupción (Cumplimiento CREG 015 de 2018)	No Cumple
22. Proyectos de Expansión	Cumplimiento Artículo 31 de la Resolución CREG 024 de 2013 modificado por el Artículo 7 de la Resolución CREG 113 de 2013	El Prestador incumplió con el plazo de entrega de la(s) garantía (s) que aseguran la ejecución de los proyectos por parte del OR, específicamente para el Proyecto Nueva Rio 110 kV y el Proyecto Nueva San Juan 110 kV.	No Cumple
23. Proyectos de Expansión	Cumplimiento Artículo 27 de la Resolución CREG 024 de 2013	El Prestador informó % de avance de ejecución de los proyectos ejecución Interventor, No se han reportado informes de interventoría ni en la UPME (de acuerdo a lo reportado por la Unidad), tampoco en la SSPD	No Cumple
24. Proyectos de Expansión	Cumplimiento Artículo 4 Expansión del STR por parte del OR	De acuerdo por lo informado por el Prestador, tanto en la información reportada mediante radicado oficial enviado a la SSPD como en la información suministrada en reunión presencial con motivo de la Evaluación Integral, a la fecha no se encuentran ejecutando los proyectos de expansión que cuentan con conceptos UPME, dichos proyectos tiene fechas de entrada en operación cercanas que al parecer ya no son posibles de cumplir.	No cumple
25. CREG 174 DE 2021	Cumplimiento artículo 6	De acuerdo a lo informado por el	No cumple

CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
		prestador, hay proyectos que no cumplen los criterios b) y c) de la resolución CREG 174 de 2021, pero no se les está solicitando estudio de conexión de acuerdo al artículo 17 de la resolución ibídem.	
26. RETIE	Artículo 15.6 Mantenimiento de SPT	De acuerdo al documento "2. Plan normalización SPT remitido por AIR-E" desde mayo de 2024 en adelante se subsanaran los hallazgos encontrados en los informes, pero de acuerdo a los informes remitidos en la carpeta "SOPORTES INFORMES SPT 2023" correspondiente a informes de mantenimientos del SPT de 17 líneas y 28 subestaciones hay informes que indican que se requieren mantenimientos desde junio de 2022 hasta septiembre de 2023, frente a lo cual el RETIE indica que " <i>Si una inspección muestra que se requieren reparaciones, estas deben ser realizadas sin retraso y no ser pospuestas hasta el próximo ciclo de mantenimiento. (...)</i> "	No cumple

Fuente: Elaboración DTGE

## 7 ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS:

### Tópico Comercial

En cuanto a los usuarios que cambian de comercializador, la empresa debe realizar las acciones correspondientes para mantener actualizada la información comercial, esto para

evitar facturación a usuarios que son atendidos por otros comercializadores y facturar consumos que no corresponden, mucho menos cuando esos consumos se determinan por estimación.

La empresa debe asegurarse de dar cumplimiento al artículo 19 del Código de Medida, dando a este la interpretación y el propósito por el cual fue consagrado en la norma.

La empresa debe atender la normalización de las fronteras de distribución y principalmente aquellas que se encuentran en incumplimiento al Código de Medida. La empresa debe proceder conforme al anexo 11 de la mencionada norma.

Sobre las suspensiones y facturación en las propiedades horizontales, la empresa debe ajustar sus procedimientos, acorde a la norma vigente y aplicable, garantizando además el derecho al debido proceso para cada uno de los usuarios inmersos bajo ese esquema de propiedades.

## **8 CONCLUSIONES:**

### **Tópico Administrativo y Financiero**

- A diciembre de 2023, la prestadora tiene utilidades por el orden de 122 379 millones COP. No obstante, el servicio de energía presentó pérdidas de 117 712 millones COP los resultados positivos son consecuencia de otros negocios no asociados a la prestación del servicio público de energía.
- Los ingresos de actividades ordinarias aumentan 27% como consecuencia del aumento de la demanda y recuperación de facturación por opción tarifaria al final del trimestre de 2023.
- El fenómeno del niño produjo para las comercializadoras aumento en los valores de compras de energía en bolsa, lo que redundó en un aumento de los costos operativos y presión en los flujos de caja luego que se necesitan pagos anticipados de estas compras y aumento en las garantías para cubrimiento de estas operaciones.

- Los gastos asociados al deterioro de la cartera generan un detrimento de las utilidades, por cuanto los valores manifiestan que son el 18% de la facturación la que se verifica como no cancelación del servicio.
- El negocio de distribución presenta utilidades para el servicio, a diferencia de la comercialización que genera pérdidas; sin embargo, es importante que para mantener valores positivos en esta actividad se necesiten inversiones importantes en sus activos eléctricos.

### Tópico Comercial

- Se requiere que el prestador establezca las acciones de control necesarias para garantizar la calidad y oportunidad en el reporte de información al Sistema Único de Información SUI de esta Superintendencia, considerando lo señalado en el artículo 4°. Responsabilidad de los Prestadores del Servicio Público de Energía Eléctrica, de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021. *«La información que reportan los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica al SUI es una información entregada al Estado Colombiano para los fines previstos en el artículo 14 de la Ley 689 de 2001. En consecuencia, una vez cargada y certificada la información se considera oficial para todos los efectos previstos en la ley y podrá ser rectificada de acuerdo con el procedimiento definido por la SSPD, sin perjuicio de las investigaciones a las que haya lugar.»*

*Será responsabilidad de los prestadores del servicio de energía eléctrica el reporte oportuno, veraz y completo de la información establecida en la presente resolución en las fechas y con las características aplicables a cada formato de conformidad con lo indicado en la Circular Externa SSPD No. 0001 del 25 de enero de 2006. El reporte no veraz o incompleto se entenderá como un incumplimiento a la obligación de reporte de información que trata la presente Resolución, la cual solo se entenderá cumplida, cuando se reporte la información subsanando la respectiva irregularidad.*

*En caso de no estar disponibles los cargues de información en el SUI, es responsabilidad del prestador solicitar la habilitación de los mismos a través de los*

*medios que disponga la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para tal fin, incluso si los formatos se deben reportar como “No Aplica”».*

## Tópico Técnico

- Respecto a la calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Regional – STR, entre el año 2022 y 2023 se presentó una desmejora en las características de calidad del servicio en el STR de AIR-E. Pasó de tener aproximadamente 3419,26 HC en el año 2022 a 4139,42 HC en el año 2023, lo que representó un incremento del 21% en las HC por superar las MHAIA, y un aumento del 159% en el número de activos indisponibles entre 2022 y 2023.
- La CREG aprobó un plan de inversión y su respectivo ajuste que, entre los periodos 2021 a 2026, contemplan inversiones valoradas en unidades constructivas de aproximadamente \$1,612 BCOP 2017. De los tres años de ejecución que ha completado la empresa y los \$866.909 MCOP 2017, la empresa ha ejecutado \$598.313 MCOP 2017, equivalentes a una ejecución del 69%.
- Durante los años 2021 y 2022 se presentó ejecución por encima del 90% de las inversiones aprobadas, las cuales estuvieron enfocadas a mejorar calidad del servicio, reducción de pérdidas, cargabilidad de activos, confiabilidad del sistema, perfiles de cortocircuito y disponibilidad para atención de nueva demanda. Estos dos primeros ítems están demostrados a través de la mejora y cumplimiento de índices de calidad media y pérdidas totales. No obstante, durante el 2023 se presentó una reducción considerable en el nivel de inversión, resultando en una ejecución del 25,27%. Lo anterior, la empresa lo atribuye a la reducción en la capacidad de inversión debido a la relación de recursos, debido al efecto de la opción tarifaria y los efectos del fenómeno del niño en el incremento en la demanda en la Costa Caribe y el resultante aumento en la exposición a bolsa. A pesar de lo anterior, la empresa adaptó las inversiones necesarias para continuar con la mejora en los índices de calidad y de pérdidas, así como parámetros de calidad de potencia.
- El bajo nivel de ejecución del plan de inversión no implica un incumplimiento regulatorio, dado que la Resolución CREG 015 de 2018 no define parámetros de incumplimiento del plan de inversión. No obstante, sí implicaron efectos en la remuneración que está

recibiendo la empresa desde abril de 2024 en dos frentes: la aplicación de factores de ajuste de remuneración del plan de inversión (IAPA), que impacta los cargos de distribución, y la pérdida del incentivo de pérdidas adicionales, que impacta el componente de pérdidas.

- Por último, esta Superintendencia se encuentra en proceso de análisis de la inconsistencia en el reporte por parte de la empresa hacia XM con respecto a lo reportado ante la CREG y la SSPD. Esta inconsistencia implicó acción por parte de esta Superintendencia de tener en cuenta el reporte ante esta entidad en vez del reporte de información hacía XM en la liquidación de cargos, tal que el potencial efecto negativo en la tarifa de los usuarios no fuese materializado y la remuneración de la empresa se liquidara acorde con lo definido en la regulación.
- Con respecto a la gestión de pérdidas, la empresa ha logrado cumplir con las metas de reducción aprobadas por la CREG a través de la ejecución de un plan de reducción de pérdidas integral y multidimensional que aborda el problema desde el refuerzo en el esquema de medición y desarrollo de herramientas para el diagnóstico hasta la ejecución de estrategias en diferentes frentes que han permitido reducir el índice de pérdidas totales. A pesar de lo anterior, se destaca que el plan de reducción de pérdidas regulatorio podría llegar a ser suspendido por incumplimiento al código de medida en fronteras de distribución de la empresa.
- En términos generales, en lo correspondiente a aspectos relacionados con el RETIE, la empresa dispone de procedimientos frente a accidentes de origen eléctrico, mediciones de campos magnéticos, instalaciones provisionales y gestión de mantenimientos que procura aplicar. Sin embargo, puede mejorar aún más su gestión.
- En relación a los proyectos relacionados con la Resolución CREG 174 de 2021, la empresa dispone de una plataforma funcional para las solicitudes; asimismo presentó un incremento del 398% en proyectos conectados, lo cual, a su vez, va de la mano con un aumento en las solicitudes de conexión que le fueron allegadas entre el 2022 y el 2023.
- En relación a los literales b) y c) del artículo 6 de la CREG 174 de 2021, donde se solicita realizar estudio de conexión de acuerdo al artículo 171 de la citada norma, si bien AIR-E lo hace por dinamizar los procesos de conexión, se recuerda que las

empresas que no cumplan dichos criterios, se encontrarían en un presunto incumplimiento regulatorio.

- En lo correspondiente a proyectos clase 2, los 4 meses que la Resolución CREG 075 de 2021 establece en el artículo 31, en muchos casos son insuficientes para que los promotores y AIR-E logren perfeccionar el contrato.

### **Tópico Normas Generales de Comportamiento**

Una vez verificado el cumplimiento a las normas de comportamiento, Resolución CREG 080 de 2019, en especial lo referente al artículo 9 y 25, se informó al prestador que los procedimientos diseñados de manera general son adecuados y están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva, dando cumplimiento a la norma citada.

## **9 MEDIDAS RECOMENDADAS QUE PUDIERA SER OPORTUNO O PERTINENTE APLICAR**

### **Tópico Técnico**

- En la mesa de trabajo de plan de inversión, si bien la empresa cumple con las disposiciones regulatorias en torno a la estrategia de comunicación, se recomendó reforzar dicha estrategia con el fin de brindar información más amplia de las inversiones ejecutadas en el marco del plan de inversión. Teniendo en cuenta lo revisado en la página Web dispuesta por la empresa para consulta de información relacionada con el plan de inversión, se tienen las siguientes recomendaciones:
  - Desarrollo de herramienta interactiva orientada al usuario en el que se pueda consultar información de los proyectos de inversión ejecutados a lo largo del plan de inversión.
  - Cargar las presentaciones de la ejecución del plan de inversión aportada a la CREG y a esta Superintendencia en el marco de la Circular CREG 024 de 2020 como fuente alternativa de información orientada al usuario.
  - Aclarar la diferencia entre las inversiones para infraestructura eléctrica y las inversiones realizadas por la empresa. Además, informar otros conceptos aparte de infraestructura eléctrica.

- Utilizar esta página Web para divulgar noticias orientadas exclusivamente a la ejecución de obras en el marco del plan de inversión que publique la empresa.
- No solicitar el estudio de conexión simplificado a los interesados cuando no se cumplen los criterios b) y c) de la Resolución CREG 174 de 2021 configura un incumplimiento regulatorio, por tanto, se recomienda a la empresa solicitarlo e incluirlo en sus procedimientos.
- Se recomienda verificar las conexiones que se encuentran en provisionalidad y que llevan más de 18 meses bajo esta condición para validar su estado.
- Se recomienda realizar acciones que permitan disminuir las desviaciones en tensión teniendo en cuenta las implicaciones que genera su ocurrencia para los usuarios.

➤ **Proyectos de Expansión:**

Se sugiere al prestador revisar el cumplimiento oportuno de las responsabilidades de expansión señaladas en la Resolución CREG 024 de 2013 y tomar las decisiones que correspondan, lo anterior con el fin de no poner en riesgo la atención de la Demanda. Se sugerirá también a la UPME su verificación.

## **10 RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN**

### **10.1 Responsable general**

Omar Camilo López López – Director Técnico de Gestión de Energía

### **10.2 Equipo de evaluación**

Luis Fabián Sanabria – Tópico Administrativo y Financiero

Diego Fernando Borda – Tópico Comercial

Rafael Ricardo Rojas – Tópico Comercial

Nelson Yesid González – Tópico Comercial

Laura Pacheco – Tópico Comercial

Dayhan Garzón – Tópico Comercial

Christian Alarcón – Tópico Comercial

Walter Patiño – SUI

Jhon Cristian Giraldo – Tópico Técnico

Oscar Iván Torres – Tópico Técnico

Darío Obando – Tópico Técnico

Andrea Rojas – Tópico Técnico

Diego Alejandro Medina – Tópico Técnico

Diego Martin Castillo – Tópico Técnico

Fabio Alberto Aldana – Tópico Técnico

Luis Carlos Rodríguez – Tópico Normas Generales de Comportamiento

## **11 ANEXOS:**

### **Tópico Comercial**

#### **11.1 ANEXO 1**

##### ***11.1.1 Reconocimiento regulatorio de pérdidas de energía***

Este anexo es complementario a las subsecciones asociadas con la componente tarifaria de pérdidas y gestión de pérdidas. A través de este se busca dar claridad al público general que consulte este documento de los índices de pérdidas regulatorios, el reconocimiento y remuneración de pérdidas, su influencia en la componente de distribución, y cómo estas disposiciones fueron aplicadas para los operadores del Caribe, en particular para AIR-E siendo el operador objeto de esta evaluación integral.

### 11.1.1.1 Índices de pérdidas

A lo largo de la regulación y la literatura existen diversas formas de categorizar, definir y estimar las pérdidas de energía en un sistema de distribución de energía eléctrica y/o en un mercado de comercialización de energía. En esta sección, se dará un breve resumen de los índices encontrados en la regulación vigente, y con base en este se atenderán los requerimientos que conciernen. Un resumen de estos índices se presenta en la Tabla 117.

**Tabla 117.** Índices de pérdidas definidos a lo largo de la regulación.

Índice	Nomenclatura regulatoria	Calculado / determinado por	Periodicidad de actualización	Reportado a SSPD/SUI
Eficientes	$Pe_{j,n,m,t}$	CREG	NT1, 2, 3: actualización única con la aprobación de cargos. NT4: anual/mensual	Si
Reconocidas	$P_{j,n,m,t}$	LAC	Anual	Si
Adicionales	$Pad_{j,n,t}$	LAC	Anual	Si
Medidas referidas al STN	$PR_{n,j,t}/IPR_{n,m,j}$	LAC	Anual/mensual	Si
Totales	$IPT_{j,t}$	OR con plan de reducción: LAC OR con plan de mantenimiento: OR	Anual	Si
Técnicas	No aplica	OR	No aplica	No
No técnicas	No aplica	OR	No aplica	No

Fuente: Elaboración propia. DTGE.

Es de aclarar que estos índices de pérdidas son calculados por operador de red ( $j$ ), nivel de tensión ( $n$ ) y por unidad de tiempo, usualmente por mes ( $m$ ) o año ( $t$ ) dependiendo de la frecuencia de actualización. Cualquier otro alcance tanto temporal como espacial de estos índices es particular para cada operador de red y dependerá si se encuentra definido en el marco de la gestión de pérdidas definida por cada OR.

### 11.1.1.2 Pérdidas eficientes

La Resolución CREG 015 de 2018 define las pérdidas eficientes de la siguiente manera:

***Pérdidas eficientes:*** *Las pérdidas eficientes se componen principalmente de las pérdidas técnicas del sistema, inherentes a la naturaleza eléctrica de su operación, y para nivel 1 (usuarios conectados a tensión menor a 1000 V) se incluye también un componente de pérdidas no técnicas calculadas de tal manera que se encuentren en un nivel en el cual es más rentable asumirlas que continuar reduciéndolas.*

Otra interpretación que se le ha dado a las pérdidas eficientes y se entiende de dónde es que se deriva su nombre, corresponde a la de un umbral a partir del cual la inversión requerida para reducir las pérdidas de un sistema es más costosa que reconocerlas a través de tarifa.

Realizando la trazabilidad regulatoria de estas pérdidas, se puede evidenciar que desde la Resolución CREG 082 de 2002 se ha mencionado las pérdidas eficientes, pero no fue sino hasta la Resolución CREG 184 de 2010, posteriormente derogada por la Resolución CREG 172 de 2011, que se da una definición formal similar a la presentada anteriormente, y se brinda la disposición particular que las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 corresponderán a las eficientes.

Los índices de pérdidas eficientes fueron actualizados y aprobados por parte de la CREG para todos los operadores de acuerdo con las disposiciones regulatorias del numeral 7.1.1., una vez entro en vigor la Resolución CREG 015 de 2018 y pueden ser consultados en las resoluciones de aprobación de cargos de cada operador para los niveles de tensión 1 al 3. En lo que respecta a estos niveles de tensión la regulación no define un mecanismo para su actualización periódica, por lo que su interpretación como las pérdidas técnicas de un operador de red puede ser apropiada para la fecha de corte, pero no necesariamente para años posteriores dado que los OR a nivel nacional durante el periodo tarifario han ejecutado inversiones orientadas, entre otros ámbitos de la prestación del servicio, a la reducción de estas pérdidas a través del plan de inversión. En el caso del nivel de tensión 4 existe un mecanismo de actualización de índices gestionado por XM en calidad del LAC cuya frecuencia y estructura fue ajustada posterior a la verificación quinquenal de fronteras comerciales.

Es relevante agregar que, para el caso particular de la región Caribe, en el marco del régimen tarifario especial plasmado en la Resolución CREG 010 de 2020 se definió en el Artículo 12 que para aplicar la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018 en los mercados

resultantes para la región Caribe, los índices de pérdidas eficiente serían iguales a los calculados para el mercado Caribe a la fecha de expedición de la Ley 1955 de 2019; es decir, los índices de pérdidas eficientes de ELECTRICARIBE previos a la 015 de 2018. Es de agregar que, durante la concepción y expedición de esta regulación, aún no se habían definido los mercados CARIBESOL y CARIBEMAR los cuales son atendidos por AIR-E y AFINIA, empresas que aún no habían entrado en operación, por lo que estos índices resultaron ser los mismos para estos operadores, sin importar las particularidades de cada mercado.

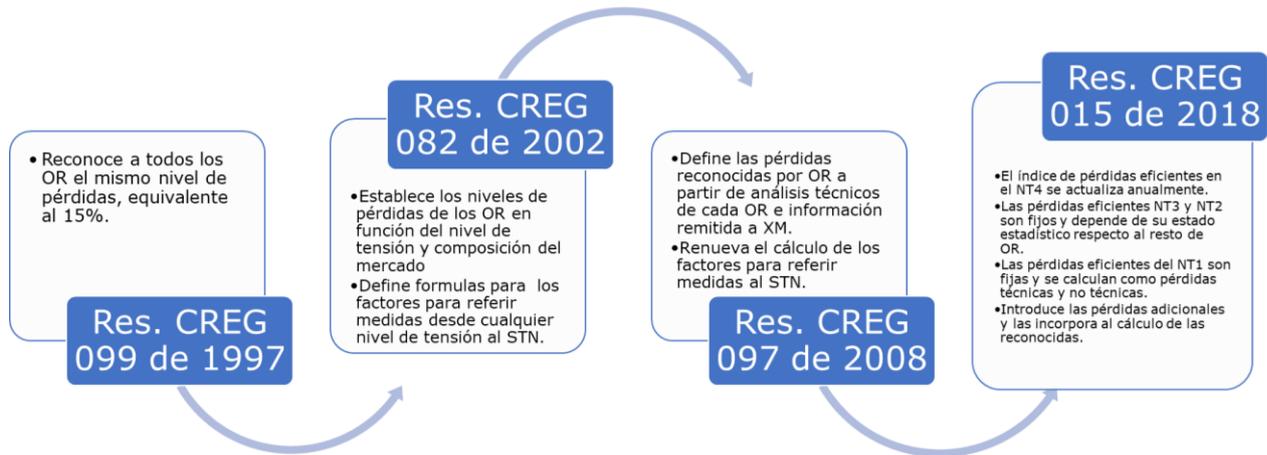
Por último, estos índices de pérdidas eficientes para AIR-E y AFINIA serán actualizados durante el quinto año de ejecución del plan de inversión (2025). Durante los tres primeros meses de dicho año estas empresas deberán remitir a la CREG los insumos de información necesarios para esta actualización y será la Comisión quien verifique y apruebe estos índices.

#### **11.1.1.3 Pérdidas reconocidas**

Las pérdidas reconocidas, y en particular el índice de pérdidas reconocidas, corresponden formalmente al porcentaje de las pérdidas por nivel de tensión que son reconocidas a través de tarifa y que influyen el cálculo no solo de la componente de pérdidas, sino también la componente de distribución. Previo a la Resolución CREG 015 de 2018 era la CREG quién disponía y aprobaba los índices de pérdidas reconocidos para los Operadores de Red (OR), y posterior a esta definió nuevas disposiciones para su cálculo y actualización.

En la Figura 92 se presenta un resumen del recorrido regulatorio de la definición de este índice de pérdidas, cuyo cálculo y definición se ha visto refinado a medida que la CREG ha tenido acceso a mayores y más precisas fuentes de información.

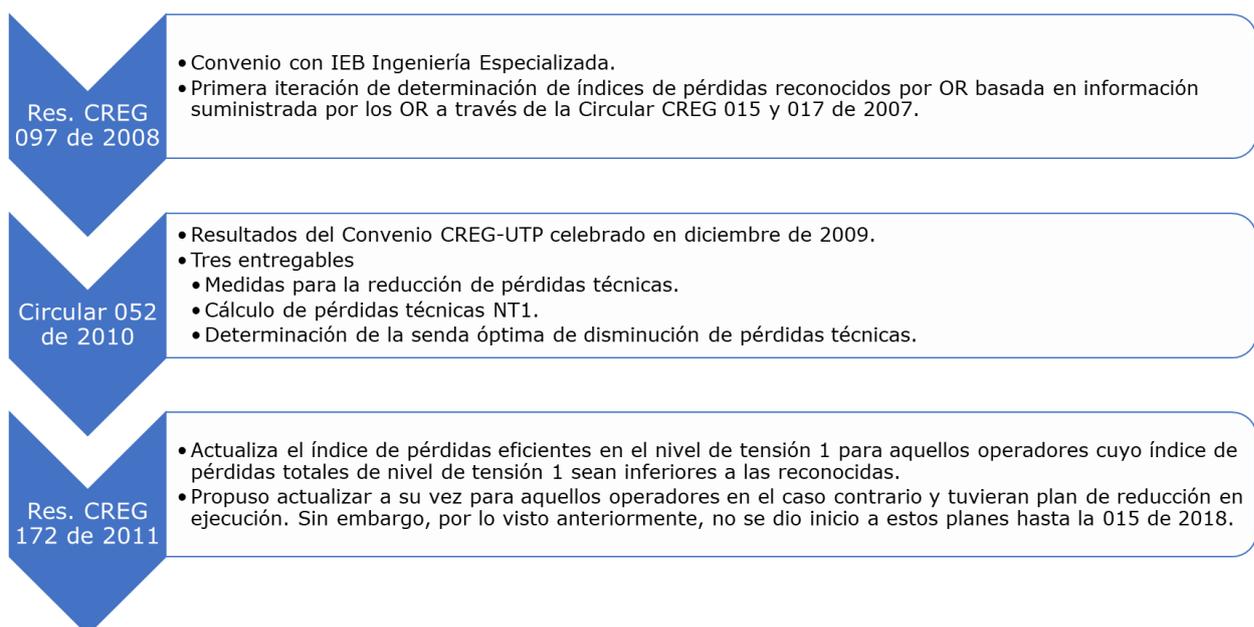
**Figura 92. Recorrido regulatorio de las pérdidas reconocidas.**



Fuente: Elaboración propia. DTGE.

Del anterior se destaca que a partir de la Resolución CREG 097 de 2008 la CREG empezó a tener en cuenta insumos de información por parte de los OR para la determinación de los índices de cada uno que en su momento se desarrolló a través del convenio celebrado con la firma IEB Ingeniería Especializada. Entre la 097 de 2008 y la 015 de 2018 se presentaron actualizaciones a los índices de pérdidas reconocidos y disposiciones en torno a estos dentro de los cuales se resaltan los presentados en la Figura 93.

**Figura 93. Actualización a los índices de pérdidas reconocidos entre la 097 de 2008 y 015 de 2018.**



Fuente: Elaboración propia. DTGE.

Para el caso de ELECTRICARIBE, estos no fueron sujeto de actualización del índice de pérdidas eficientes en el nivel de tensión 1 en el marco de la Resolución CREG 172 de 2011 dado que su índice de pérdidas de nivel de tensión 1 era superior al reconocido.

En términos generales, posterior a la Resolución CREG 097 de 2008 y previo a la Resolución CREG 015 de 2018 el índice de pérdidas reconocidos correspondía a una estimación de las pérdidas técnicas de un operador de red con base en las condiciones de su infraestructura eléctrica presentadas por estos durante el 2007 y 2011 para aquellos que aplicara para todos los niveles de tensión excepto el NT1 para el cual se reconocía una porción de las pérdidas no técnicas. En otras palabras, las pérdidas reconocidas eran equivalentes a las eficientes.

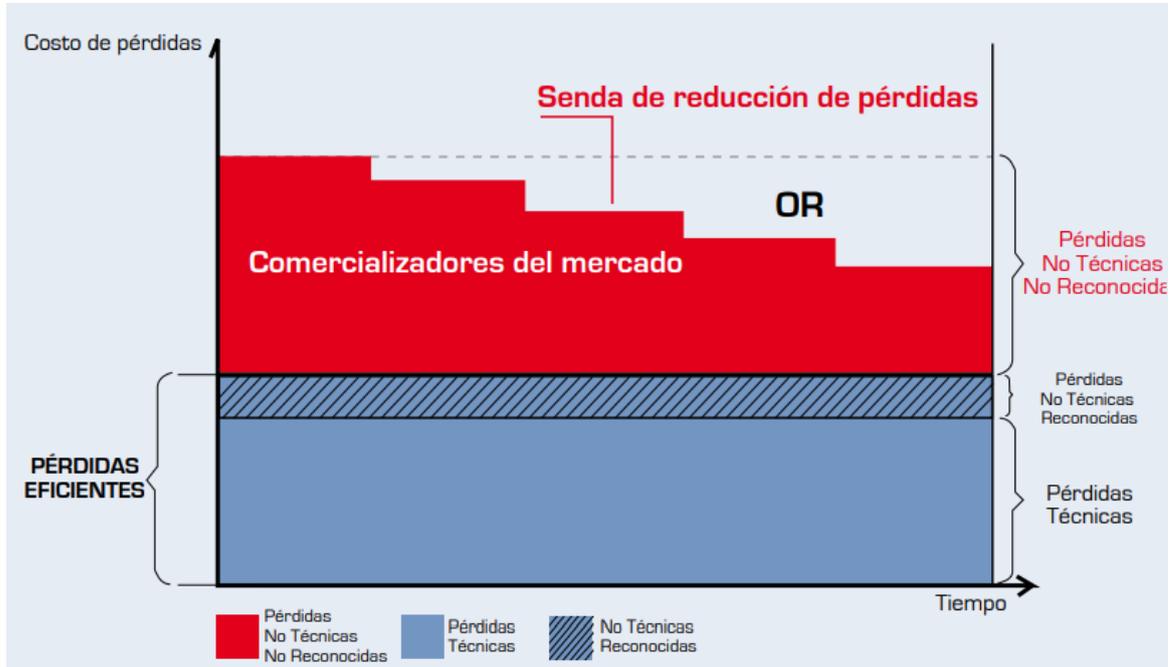
En la Figura 94 se ilustra gráficamente el reconocimiento de pérdidas para cualquier OR como fue ilustrada por la CREG en 2011 y que aún sigue siendo vigente. Esta puede desagregarse de la siguiente manera:

La región azul se encuentran las pérdidas eficientes que, hasta la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018, corresponde a las reconocidas. Es posible evidenciar que dentro de esta franja que se encuentra una franja con un patrón de rayas asociado a las pérdidas no técnicas reconocidas las cuales solo aplican para el nivel de tensión 1 y, como se puede evidenciar, es solo una pequeña porción del total de las pérdidas no técnicas.

La región roja que se encuentran por encima de las pérdidas eficientes corresponde a las pérdidas que representan las pérdidas no técnicas no reconocidas y un potencial de reducción. Este en principio no es reconocido por tarifa y es asumido por el mismo operador.

Como se verá a continuación, si bien la noción del cálculo de las pérdidas reconocidas cambió para ciertos operadores, la interpretación de esta gráfica continúa siendo la misma.

**Figura 94.** Descripción gráfica del reconocimiento de pérdidas en un mercado de comercialización operador por un OR.



Fuente: CREG<sup>52</sup>.

#### 11.1.1.4 Pérdidas adicionales

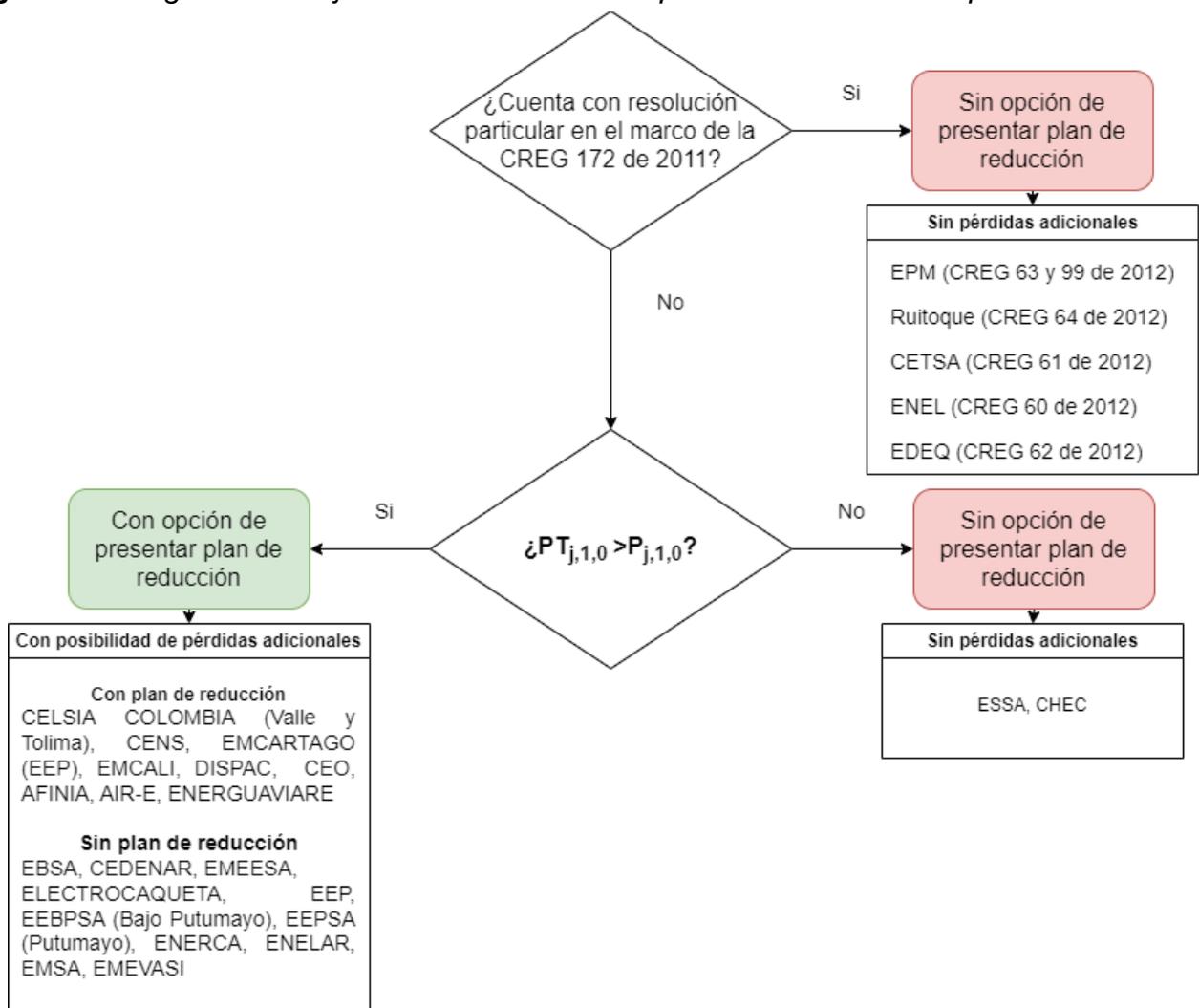
Con la entrada de la Resolución CREG 015 de 2018, la noción de las pérdidas reconocidas cambió al introducir un nuevo índice de pérdidas denominado **índice de pérdidas adicionales** el cual junto con las pérdidas eficientes componen las pérdidas reconocidas vigentes como lo dispone el numeral 7.1.3. De la comprensión de esta Superintendencia, este índice corresponde a un incentivo adicional introducido por la Comisión con el fin de que en un horizonte de 10 años los operadores de red redujeran sus pérdidas de energía de nivel de tensión 1 hasta las pérdidas eficientes.

El reconocimiento de las pérdidas adicionales solo aplica para los Operadores de Red cuyas pérdidas en el nivel de tensión 1 a fecha de corte ( $PT_{j,1,0}$ ) estaban por encima de las

<sup>52</sup> Tomado de: Propuestas para remunerar planes de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en sistemas de distribución local, CREG, 2011. [https://creg.gov.co/public\\_html/info/creg/media/tmp/pdf6266.pdf](https://creg.gov.co/public_html/info/creg/media/tmp/pdf6266.pdf)

reconocidas en ese entonces ( $P_{j,1,0}$ ) y no contaban con resolución particular en el marco de la Resolución CREG 172 de 2011. En la Figura 95 se presenta el diagrama de flujo mediante el cual se distinguen qué operadores candidatos a recibir pérdidas adicionales. Es de destacar que **un operador es candidato para recibir pérdidas adicionales si tenía opción de presentar un plan de reducción de pérdidas, independientemente de si cuenta con uno aprobado.**

**Figura 95.** Diagrama de flujo selección de OR con posibilidad de obtener pérdidas adicionales.



Fuente: Elaboración propia. DTGE.

De su definición y cálculo en el numeral 7.1.3, se puede destacar que:

- El índice de pérdidas de pérdidas adicionales depende primordialmente de dos variables:

1.1. **Nivel de ejecución del plan de inversión del OR con respecto al Costo de Reposición de Referencia CRR<sup>53</sup> ( $X_{r,t}$ ).** Entre mayor sea esta relación (con tope máximo 7%), mayores serán las pérdidas adicionales (acotado por las pérdidas totales en el nivel de tensión 1 a fecha de corte). Recíprocamente, si esta relación está por debajo del 4% no se les remunera pérdidas adicionales y las pérdidas reconocidas serán iguales a las eficientes. Se destaca que, para el primer año, el cálculo se realizó acorde a las expectativas de inversión de los OR. Este valor es reportado anualmente por los OR a XM en calidad del liquidador del mercado (LAC) de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 7.1.4.3.2.

1.2. **Índice de Pérdidas Totales de nivel de tensión 1 a fecha de corte ( $PT_{j,1,0}$ ).** Este corresponde a las condiciones iniciales de las pérdidas de un OR y es el máximo valor que puede tomar el índice de pérdidas de energía de transición del OR, que hace parte del cálculo de las pérdidas adicionales. Entre mayor sea este valor, mayores serán las pérdidas adicionales resultantes. Este monto fue calculado por el OR, y revisado y aprobado por la CREG con base en información del operador e información del Sistema Único de Información (SUI) de esta Superintendencia.

- La remuneración de las pérdidas adicionales es una medida transitoria, la cual tiene un comportamiento decreciente a lo largo del tiempo en un horizonte de 10 años. Es decir, a pesar de que un operador de red mantenga condiciones de ejecución del plan de inversión óptimas, año a año la remuneración de estas pérdidas va decreciendo hasta llegar a 0, lo cual indica que el factor de pérdidas reconocido será igual a las pérdidas eficientes, tal y como se ilustra en la Figura 96.
- La remuneración de las pérdidas adicionales no aplica para todos los OR del país. Solo aplica para aquellos operadores que podían optar por un plan de reducción de pérdidas.

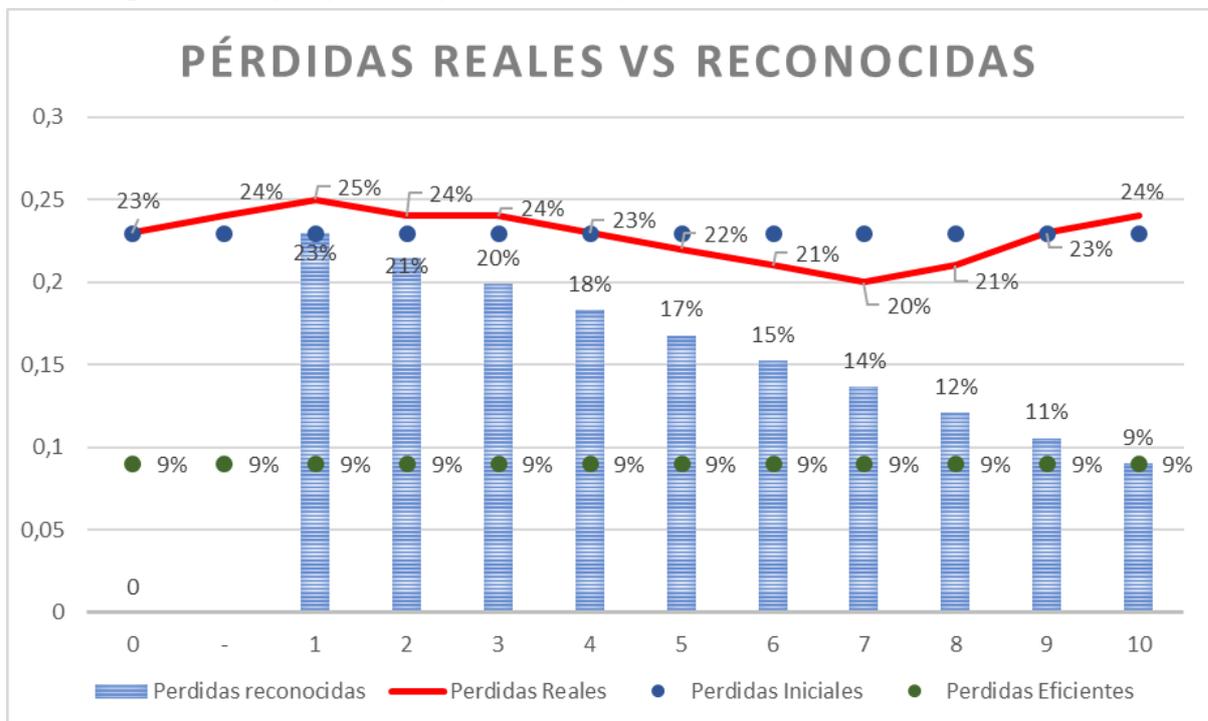
---

<sup>53</sup> La variable CRR refleja el valor total remunerado de todos los activos que tiene el operador de red en operación a fecha de corte, teniendo en cuenta la metodología de remuneración vigente.

De lo anterior, se puede inferir que el objetivo del reconocimiento de las pérdidas adicionales apunta a incentivar a los OR que presentaban un potencial de reducción de pérdidas, a realizar las gestiones necesarias para lograr reducirlas a niveles razonables como es el caso de los Operadores de Red de la Costa Caribe. Es de resaltar que este índice de pérdidas adicionales, junto con las reconocidas, es calculado anualmente por XM con base en información reportada por el OR a través del reporte de información en el marco de la Circular CREG 012 de 2020.

Con el fin de dar mayor claridad sobre esta dinámica, nos permitimos exponer un ejemplo genérico para nivel de tensión 1 de un operador de red que cuenta con unas pérdidas del 23% para la fecha de corte y sus pérdidas eficientes están por el orden del 9%. Adicionalmente, se asume que el OR ejecutó inversiones por encima del 7% del CRR todos los años, ya que si está por debajo de este rango la remuneración de las pérdidas adicionales se ve afectada a la baja. El comportamiento de los índices de pérdidas se ilustra en la Figura 96.

Figura 96. Ejemplo comportamiento pérdidas OR – CREG 015 de 2018.



Fuente: Elaboración DTGE.

**Pérdidas Reales:** Corresponde al comportamiento real de las pérdidas del OR durante los 10 años. **Pérdidas Iniciales:** Corresponde a las pérdidas del OR para el año 1 y se mantuvo en el tiempo como referencia.

Como se puede observar en este caso de ejemplo, las pérdidas reconocidas que se trasladan al componente de distribución y a su vez a la tarifa (Barras Azules) siguen una senda que parte de las pérdidas totales en la fecha de corte (año 0 – puntos azules igual a 23%) hasta llegar a nivelarse con las pérdidas eficientes (puntos verdes iguales a 9%) en un plazo de 10 años.

Cabe resaltar, que en este caso el OR no logró reducir sus pérdidas de una forma razonable; sin embargo, la remuneración de las pérdidas que se traslada en la tarifa (pérdidas reconocidas) no responde a esta situación ya que va disminuyendo año a año independientemente de los resultados de la gestión realizada por el prestador.

#### **11.1.1.5 Factores para referir medidas al STN**

Los factores pérdidas para referir medidas al STN, como su nombre lo indica, son factores que reflejan la equivalencia de una unidad de energía medida desde un nivel de tensión particular hasta el Sistema de Transmisión Nacional (en adelante STN), la red de transporte de energía en alta tensión. El cálculo de estos factores está definido en la metodología distribución vigente, la Resolución CREG 015 de 2018 en los numerales 1.1.1., 7.2.2., 7.2.3. y 7.2.4. para los niveles de tensión 4, 3, 2 y 1, son calculados por el LAC, e informados a los OR y esta Superintendencia con una frecuencia mensual. Es decir, que la metodología de cálculo de estos factores es definida por la CREG, pero su cálculo es realizado por el LAC.

Respecto de estos factores, es importante destacar que su cálculo depende de las pérdidas reconocidas de acuerdo con lo expuesto anteriormente. Grosso modo, cuanto mayores sean las pérdidas reconocidas, mayores serán los factores de medida en cuestión.

En lo que respecta al cálculo de las componentes de tarifa, es posible encontrar estos dos factores en dos componentes:

4. **Pérdidas:** en la fórmula definida para el cálculo de la componente de pérdidas definida en el artículo 14 de la Res. CREG 119 de 2007, posteriormente modificado por la Res. CREG 173 de 2011, se encuentran dos términos asociados al costo de producción (generación) y transporte de pérdidas eficientes de energía (transmisión) los cuales se definen como las componentes de generación y transmisión de la tarifa multiplicadas por

un factor de escala. Este factor de escala es exponencial y depende de la variable  $IPR_{n,m,j}$ . Entre mayor sea esta variable, mayor será la proporción de la componente de generación y transmisión trasladada a la tarifa. Los apartados regulatorios previamente mencionados definen que esta variable corresponde a los factores para referir medidas al STN por nivel de tensión.

- Distribución:** los cargos por uso por nivel de tensión, los cuales son insumo para el cálculo de la componente de distribución, dependen tanto del cargo de distribución como de los factores para referir medidas. Entre mayor sea este factor, mayores serán los cargos por uso.

Lo anterior, evidenciado en el formulario presentado en la Tabla 118.

**Tabla 118.** Formulario asociado a las pérdidas reconocidas y factores para referir medidas al STN.

Nivel tensión	Apartado reg.	Fórmula
Pérdidas reconocidas ( $P_{1,j,t}$ , $P_{2,j,t}$ , $P_{3,j,t}$ , $P_{4,j,m,t}$ )		
Factores para referir medidas al STN ( $PR_{1,j,t}$ , $PR_{2,j,t}$ , $PR_{3,j,t}$ , $PR_{4,R,m,t}$ )		
1	015/2018 7.2.4	$PR_{1,j,t} = 1 - (1 - P_{j,1,t}) \left[ (1 - PR_{3,j,t}) \left( \frac{Fe_{j,3-1}}{Fe_{j,1}} \right) + (1 - PR_{2,j,t}) \left( \frac{Fe_{j,2-1}}{Fe_{j,1}} \right) \right]$
2	015/2018 7.2.3	$PR_{2,j,t} = 1 - (1 - P_{j,2,t}) \left[ (1 - P_{4,R,m,t})(1 - P_{j,3,t}) \left( \frac{Fe_{j,3-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{4,R,m,t})(1 - P_{j,4,2}) \left( \frac{Fe_{j,A-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{j,STN-2}) \left( \frac{Fe_{j,STN-2}}{Fe_{j,2}} \right) \right]$
3	015/2018 7.2.2	$PR_{3,j,t} = 1 - (1 - P_{j,3,t}) \left[ (1 - P_{4,R,m,t}) \left( \frac{Fe_{j,A-3}}{Fe_{j,3}} \right) + (1 - P_{j,STN-3}) \left( \frac{Fe_{j,STN-3}}{Fe_{j,3}} \right) \right]$
4	015/2018 7.2.1, 1.1.1	$PR_{4,R,m,t} = P_{4,R,m,t} = 1 - \frac{\sum_{j=1}^{JR} ISMC_{j,4,R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} ISMC_{j,4,R,m,t} * (1 - P_{4,j,m,t})^{-1}}$
Componente tarifaria de pérdidas ( $PR_{m,n,i,j}$ )		
1,2,3,4	173/2011	$IPR_{n,m,j} = PR_{n,j,t},$ $IPR_{1,m,j} = PR_{1,j,t}, IPR_{1,m,j} = PR_{2,j,t}, IPR_{1,m,j} = PR_{3,j,t}, IPR_{1,m,j} = PR_{4,R,m,t},$ $PR_{m,n,i,j} = [G_{m,i,j} \frac{IPR_{n,m,j} + IPR_{STN_{m-1}}}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPR_{STN_{m-1}})} + T_m \frac{IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + CPROG_{j,m}]$

Cargos por uso de distribución ( $Dt_{4,R,m,t}$ )		
1	015/2018 1.1.4	$Dt_{1,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{1,j,m,t}} + \frac{CD_{2,j,m,t}}{1 - P_{1,j,t}} - CDI_{1,j,m,t} + CDA_{1,j,m,t} + DtcS_{1,j,m,t}$
2	015/2018 1.1.3	$Dt_{2,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{2,j,m,t}} + CD_{2,j,m,t} + DtcS_{2,j,m,t}$
3	015/2018 1.1.2	$Dt_{3,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{3,j,t}} + CD_{3,j,m,t} + DtcS_{3,j,m,t}$
4	015/2018 1.1.2	$Dt_{3,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{4,R,m,t}}$

Fuente: CREG, elaboración DTGE.

De esta manera, concluyendo que los factores para referir medidas al STN impactan la componente de distribución y pérdidas, los cuales dependen de las pérdidas reconocidas. Como se vio anteriormente, las pérdidas reconocidas cambian principalmente dependiendo del índice de pérdidas adicionales para los operadores de red que aplique, los cuales dependen de la energía de entrada, estado inicial de las pérdidas totales de nivel de tensión 1 y su nivel de ejecución de inversiones. **Por lo tanto, las pérdidas reconocidas y su consecuente impacto en las componentes de distribución y pérdidas no dependen directamente de la reducción de pérdidas de los operadores de red.**

#### **11.1.1.6 Pérdidas técnicas y no técnicas**

Las pérdidas de energía eléctrica pueden ser clasificadas de acuerdo a la naturaleza del origen de dichas pérdidas. Una de estas posibles clasificaciones puede corresponder a si las pérdidas son ocasionadas por fenómenos físicos inherentes a la operación de cualquier sistema eléctrico, u ocasionadas por factores exógenos a la operación del sistema. Esta clasificación corresponde a las pérdidas técnicas y no técnicas, respectivamente.

##### **11.1.1.6.1 Pérdidas técnicas**

Como se resaltó anteriormente, las pérdidas técnicas corresponden a energía que, valga la redundancia, se pierde en todos los diferentes equipos y elementos que componen el sistema eléctrico a lo largo de las diferentes etapas de la cadena de producción, transporte y distribución de energía eléctrica. Estas pérdidas son causadas por fenómenos físicos inducidos por energización de las redes y circulación del flujo eléctrico a través de estas, los cuales

tienen a manifestarse en disipación de calor y aumento de temperatura en los elementos, ruido ambiente, entre otros

Estas pérdidas son inevitables por el mismo hecho que son inherentes a la operación del sistema. Si bien es posible reducirlas a través de mecanismos tales como modernización y reposición de infraestructura, estas no pueden ser reducidas a cero, sino a un umbral mínimo de eficiencia.

A lo largo de la regulación, se han realizado tres iteraciones de actualización de las pérdidas técnicas de los operadores de red a través de convenios entre la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y empresas consultoras y universidades con el fin de mejorar los mecanismos regulatorios para el reconocimiento de pérdidas, los cuales coinciden con las actualizaciones generada en el marco de las pérdidas reconocidas previamente exploradas y presentadas en la Figura 93.

Ahora bien, es importante destacar que, en la regulación vigente, las pérdidas técnicas para los niveles de tensión 2 al 4 pueden ser entendidas como las pérdidas eficientes, mientras que para el nivel de tensión 1, en donde la mayoría de usuarios residenciales se encuentra conectados, corresponde a la suma de las pérdidas técnicas y una porción de las denominadas no técnicas, similar a lo que se observa en la Figura 94.

Como se destacó anteriormente, las pérdidas eficientes para los niveles de tensión 1 al 3 no se han actualizado desde la aprobación de cargos y para el caso particular de los operadores del Caribe por disposiciones de la Resolución CREG 010 de 2020, estos corresponden a los mismos de ELECTRICARIBE y serán actualizados hasta el quinto año de ejecución del plan de inversión, siendo este 2025. Por ende, los índices de pérdidas eficientes son un estimado y no deberían considerarse como el estado actual de las pérdidas técnicas de los operadores de red dado que, desde la aprobación de cargos, cada uno ha estado ejecutando dentro de su plan inversiones proyectos orientados a la reducción de este tipo de pérdidas.

Para la estimación de esta clase de pérdidas no se encuentra una disposición regulatoria que determine una metodología ni tampoco una periodicidad en su cálculo, y como se ha visto anteriormente usualmente la CREG parte de insumos de información por parte de los

operadores de red para su estimación y/o verificación en cada metodología de distribución. A su vez tampoco existe una disposición para el reporte de estos ya sea a la CREG o a esta Superintendencia.

La expectativa en este caso corresponde a que cada operador realiza las estimaciones de sus pérdidas técnicas como parte del proceso de gestión a partir de herramientas de software especializadas para generar simulaciones de la operación de su sistema.

#### **11.1.1.6.2 Pérdidas no técnicas**

Las pérdidas no técnicas, como su nombre lo indica, se refieren a la energía perdida por factores no técnicos que tienden a ser exógenos a la operación del sistema eléctrico. Usualmente tienen a definirse como aquella energía entregada que no logro ser facturada por diferentes factores asociados a la gestión de las mismas empresas, así como factores directamente asociada al comportamiento de los usuarios. Dentro de las diferentes fuentes de pérdidas no técnicas se pueden encontrar las siguientes:

- **Conexiones ilegales a la red.** Corresponde a la conexión hacia la red de distribución por parte de usuarios usualmente a través de terceros no afiliados con las empresas sin notificación a la empresa o sin surtir el debido proceso de legalización.
- **Falta de facturación.** Trata de la imposibilidad de facturar a usuarios ya sea por falta de pago por parte de estos o por dificultades en el acceso a ciertas áreas usualmente por problemas de orden público.
- **Medición fraudulenta.** Corresponde a la medición errada de energía para la facturación por falta de calibración o alteración de los dispositivos de medida.
- **Fallas de gestión.** Pueden atribuirse factores asociados a aspectos por mejorar en la gestión de las pérdidas por parte de las mismas empresas.

Estos y otros factores representan oportunidades de mejora en la gestión operativa de los comercializadores y los operadores de red que en principio a través de estrategias de gestión de reducción de pérdidas e inversiones en infraestructura pueden mejorarse y en teoría poder

llevar dichas pérdidas a cero. Sin embargo, no se puede descartar que existen circunstancias particulares de las regiones que impiden que el operador de red pueda desarrollar gestión de pérdidas e impida en efecto su potencial reducción.

Similar a las pérdidas técnicas, la regulación como tal no dispone de una metodología para la estimación de estas pérdidas. Si bien para el nivel de tensión 1 la Resolución CREG 015 de 2018 presenta en el numeral 7.1.1 un cálculo estimado de estas pérdidas que depende de los kilómetros de red rurales y la energía entregada en áreas especiales, este corresponde a una porción de las pérdidas no técnicas y no es representativo de la magnitud real de estas. Así mismo, este es un cálculo realizado una única vez y que no se actualiza periódicamente a lo largo del periodo tarifario.

De esta manera, la expectativa en este caso corresponde a que cada operador en conjunto con los comercializadores no incumbentes realiza las estimaciones de sus pérdidas no técnicas dentro del mercado de comercialización como parte del proceso de gestión a partir de gestión de la medida a lo largo de los niveles de tensión.

#### **11.1.1.7 Índice de Pérdidas Totales**

Este índice fue introducido con la Resolución CREG 172 de 2011 como un indicador para contabilizar las pérdidas totales que ocurren en un mercado de comercialización servido por un OR. El cálculo de este índice está definido en el numeral 7.1.4.1 de la Resolución CREG 015 de 2018 y están basados en un balance de energía entre flujos de energía de entrada y salida a lo largo de todos los niveles de tensión a lo largo de un año en el respectivo mercado con base en mediciones en las denominadas fronteras comerciales. En términos generales, estos índices representan el panorama general de las pérdidas de energía en el sistema de un operador y representan el estado de la gestión de pérdidas de este.

Como su nombre lo indica, corresponde a las pérdidas totales de un mercado a lo largo de un año, no discrimina entre pérdidas técnicas y no técnicas, y abarca todos los niveles de tensión. En otras palabras, por definición, este índice podría interpretarse como la suma de las pérdidas tanto técnicas como no técnicas a lo largo de todos los niveles de tensión durante un año particular.

Este índice es insumo para la evaluación de los planes de reducción y para aquellos operadores que tienen uno aprobado, como es el caso de AIR-E, y es calculado anualmente por XM en calidad de liquidador de mercado a partir de insumos provistos por el Sistema Único de Información (SUI) de esta Superintendencia e información provista por la medición en fronteras comerciales registradas ante el ASIC, de acuerdo con las disposiciones del numeral 7.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Estos operadores y aquellos que solo cuentan con plan de mantenimiento de pérdidas reportan además su propio cálculo de este índice en la plataforma del SUI durante el mes de abril de cada año siguiendo las mismas disposiciones regulatorias. Es a partir de este reporte que esta Superintendencia monitorea el estado de las pérdidas a nivel nacional y plantea estrategias de verificación.

Es de agregar que, en el numeral 7.1.4.2 se define la fórmula del cálculo del índice de pérdidas totales en el nivel de tensión 1, nivel de tensión sobre el cual se encuentran asociados la mayoría de los usuarios residenciales.

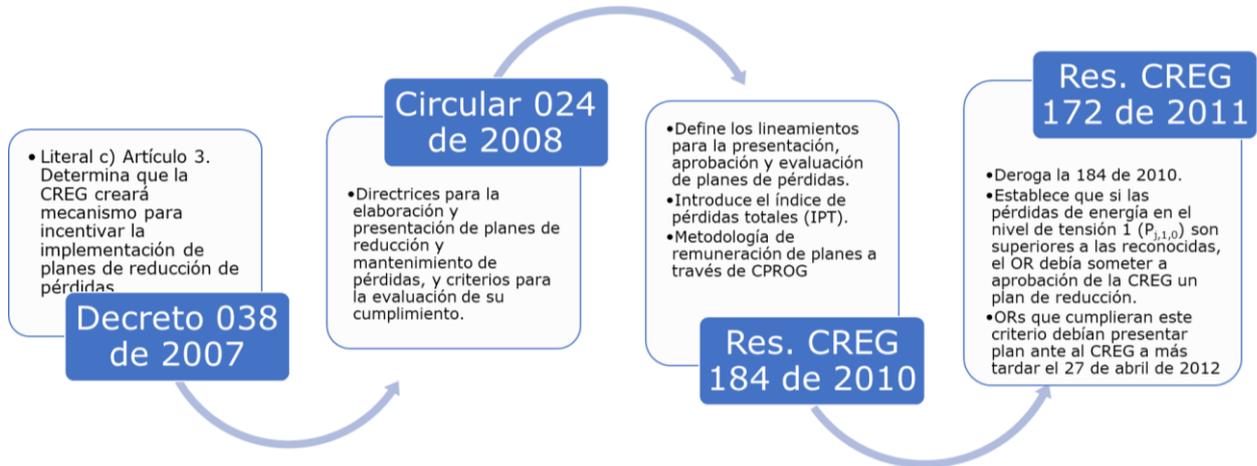
### **11.1.2 Planes de gestión de pérdidas regulatorios**

A continuación, se presenta un análisis empezando por los antecedentes regulatorios.

#### **11.1.2.1 Antecedentes**

Un resumen del recorrido normativo y regulatorio histórico en torno al establecimiento de los planes de gestión de pérdidas se presenta en la Figura 97, el cual es detallado a continuación:

**Figura 97.** Orígenes de los planes de gestión de pérdidas para operadores de red.



Fuente: Elaboración propia. DTGE.

Las primeras instancias de registro de los denominados planes de reducción de pérdidas no técnicas surgen a partir de lo estipulado en el literal c) del Artículo 3 del Decreto 387 de 2007 que establece que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante CREG) debía crear un mecanismo para incentivar la implementación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazo para los Operadores de Red (OR).

En cumplimiento del deber impuesto y como parte del estudio desarrollado con la firma IEB Ingeniería Especializada (Tomo 7, Circular CREG 024 de 2008) la CREG definió directrices para la elaboración y presentación de planes de reducción y mantenimiento de pérdidas, y criterios para la evaluación del cumplimiento de estos planes.

Partiendo de los insumos provistos por este estudio la CREG expide la Resolución CREG 184 de 2010 en la que define la metodología para el establecimiento de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en el Sistema de Distribución Local (en adelante SDL) en la que presenta los lineamientos para la presentación, aprobación y evaluación de los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas, el cálculo del Índice de Pérdidas Totales (en adelante IPT) y la metodología para la remuneración de estos planes a través de la componente CPROG; siendo esta última la contribución asociada a la gestión de pérdidas a nivel de distribución en la componente de pérdidas de la tarifa.

Lo anterior fue reforzado por un convenio celebrado entre la CREG y la Universidad Tecnológica de Pereira (en adelante UTP), cuyo resultado fue publicado a través de la Circular CREG 023 de 2011. De este se definieron los costos óptimos y senda de reducción de pérdidas, y medidas para la reducción de pérdidas técnicas en los sistemas de distribución. Los resultados fueron divulgados a través de talleres y consultas públicas durante el 2011 que resultaron en comentarios por parte de usuarios y operadores de red. Estos junto con la publicación de un modelo de estimación de costo eficiente para la reducción de pérdidas producto del mencionado convenio resultaron en la expedición de la Resolución CREG 172 de 2011, que deroga a la Resolución CREG 184 de 2010. Siendo esta la que definió los lineamientos en torno a los llamados a partir de este punto **planes de reducción de pérdidas**.

En torno a las condiciones bajo las cuales un OR debía presentar un plan de reducción de pérdidas, esta resolución establece que si las pérdidas totales de energía en el nivel de tensión 1 ( $P_{j,1,0}$ ) son superiores a las reconocidas el OR debía someter a aprobación de la CREG un plan de reducción. Específicamente, el artículo 7 estableció que debieron presentar a la CREG dicho plan a más tardar el 27 de abril de 2012.

No obstante, el Decreto 1937 de 2013 estableció que la aplicación y evaluación de los planes de reducción de pérdidas regiría a partir de la entrada en vigor de la metodología de remuneración que reemplace la metodología de distribución en ese entonces vigente, la Resolución CREG 097 de 2008. Lo anterior quedó reflejado a partir de la expedición de la Resolución 178 de 2013 que dispuso en su Artículo 2 lo siguiente:

*ARTÍCULO 2o. MODIFICAR EL ARTÍCULO 9o DE LA RESOLUCIÓN CREG 172 DE 2011. El artículo 9o de la Resolución CREG 172 de 2011 quedará así:*

*Artículo 9o. Inicio del Plan. Los planes de reducción de pérdidas ordenados por los literales c), d) y e) del artículo 3o del Decreto número 387 de 2007 entrarán en aplicación una vez entren en vigencia los cargos de distribución aprobados mediante la metodología de remuneración de la actividad, distribución que remplace la establecida en la resolución CREG 097 de 2008, de acuerdo con lo previsto en el Decreto número 1937 de 2013. (...)*

De esta manera, se entiende que ningún OR podía optar por, y por lo tanto no contaba con, un plan de reducción de pérdidas hasta la entrada en vigencia de la siguiente metodología de distribución, la cual corresponde a la Resolución CREG 015 de 2018.

### **11.1.2.2 Metodología vigente**

La Resolución CREG 015 de 2018 establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en el Capítulo 7 del Anexo General, se definen los métodos para la determinación de los índices de pérdidas por nivel de tensión, los índices de pérdidas de referencia de cada nivel de tensión al STN y la metodología para la implementación de los planes de gestión de pérdidas.

Lo relacionado con los planes de gestión de pérdidas está definido en el numeral 7.3. En este se distinguen dos tipos de plan: mantenimiento y reducción. Los planes de mantenimiento se entienden como las actividades de administración, operación y mantenimiento ejecutadas por los operadores de red a través de las cuales los OR mantienen sus índices de pérdidas en niveles cercanos a sus condiciones iniciales, y los OR reciben la respectiva remuneración para este cometido.

Por otro lado, los planes de reducción comprenden aquellas actividades e inversiones orientadas a la reducción de los niveles pérdidas y están sujetos a evaluación de metas definidas a través de una senda de reducción de pérdidas. Durante la presentación del plan, si un operador de red cumplía las condiciones y deseaba optar por un plan de reducción, debía presentar una serie de inversiones necesarias para poder cumplir con la senda de reducción (las cuales son aparte del plan de inversión) las cuales fueron evaluadas y aprobadas por la CREG.

En términos generales, se puede destacar lo siguiente respecto a los planes de gestión de pérdidas:

- En contraste al carácter obligatorio establecido en la Res. CREG 172 de 2011 de presentación del plan de reducción de pérdidas para aquellos operadores que cumplieran los requisitos, la Res. CREG de 2018 determina que la presentación de este plan es **opcional**.
- Los Operadores de Red que deseen optar por un plan de reducción debían cumplir los siguientes criterios:
  - a. No contar con resolución particular expedida en el marco de la Res. CREG 172 de 2011.
  - b. Contar con un índice de pérdidas totales ( $PT_{1,0}$ ) mayor al índice de pérdidas reconocido ( $P_{j,1}$ ) de nivel de tensión 1 a fecha de corte, siendo esta diciembre de 2017 para todos los OR excepto AIR-E y AFINIA para los cuales, como se verá más adelante, se estableció como fecha de corte diciembre de 2019.
- El índice de pérdidas a través del cual se evalúan los planes de reducción de pérdidas corresponde al Índice de Pérdidas Totales ( $IPT_{j,t}$ ) definido en el numeral 7.1.4.1.
- La evaluación de los planes de reducción de pérdidas es realizada anualmente por XM en calidad del LAC durante el mes de abril de cada año de acuerdo a las disposiciones del numeral 7.3.4.1.
- Dependiendo del resultado de la evaluación del plan de reducción, el plan de reducción del OR podrá ser suspendido o cancelado de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 7.3.6. Si un plan de reducción es suspendido, el OR dejará de recibir remuneración asociada a la componente de inversión; si es cancelado, no solo dejará de recibir esta remuneración, sino que tendrá que devolver lo recibido. Sin importar el estado del plan de reducción, el OR continuará recibiendo remuneración por concepto de mantenimiento.

La valoración del plan de gestión de pérdidas ( $CAP_i$ ) está compuesta por una componente de mantenimiento ( $AOM_i$ ) y una de inversión ( $INVNUC_i$ ). Todos los ORs reciben remuneración por

concepto de mantenimiento de pérdidas; mientras que solo a los OR que cuentan con un plan de reducción aprobado reciben remuneración adicional por componente de inversión. Dicha valoración fue aprobada por parte de la CREG teniendo en cuenta la solicitud hecha por los operadores y por un modelo de costos eficientes que determina cuál es la cota máxima de remuneración aprobable dependiendo de las condiciones iniciales de las pérdidas de los operadores y las metas de reducción propuestas si aplican.

En particular, la componente de inversión se denomina Costo de las Inversiones en activos que no son clasificables como UC (INVNUC). Es decir, son inversiones que no son remunerables a través de unidades constructivas del plan de inversión, pero que están orientadas a la reducción de pérdidas. La CREG define las siguientes inversiones en el marco de este plan: *medidores de usuarios finales regulados que no cuenten con medidor a la fecha de presentación del plan y su costo no sea trasladado al usuario, medidores en el arranque de todas las líneas, equipos de medida en los puntos de entrada de cada nivel de tensión, macromedidores instalados en transformadores de distribución y sistemas de medición centralizada, incluyendo software y comunicaciones.*

Un resumen de lo anteriormente discutido y lo que se verá más adelante, en particular el contraste entre los planes de mantenimiento y reducción, se presenta en la Tabla 119.

**Tabla 119. Contraste de características entre planes de gestión de pérdidas.**

Criterio	Mantenimiento	Reducción
Carácter	Todos los OR que entraron al esquema de la 015.	Opcional
Condición de presentación	$P_{j,1,0} \geq IPT_{j,1,0}$ o aquellos que tenían la opción de plan de reducción pero no presentaron o desistieron.	$P_{j,1,0} < IPT_{j,1,0}$
Remuneración	Por concepto de AOM suficientes para que el OR mantenga las pérdidas en los niveles usuales. $CAP = AOM$	Además del AOM, el operador recibe una componente de inversión para incentivar la reducción $CAP = AOM + INVNUC$

<b>Criterio</b>	<b>Mantenimiento</b>	<b>Reducción</b>
Definición de remuneración	CREG a partir de modelo de costos eficientes.	OR presentaban propuesta para remuneración, pero la CREG definía el valor final a través del modelo de costos eficientes
Senda de pérdidas	No aplica	Metas anuales de reducción con horizonte a 10 años
Evaluación	No aplica	Anual por parte de XM comparando IPT calculado con meta anual.
Suspensión	No aplica	AIR-E y AFINIA CREG 167 de 2020: Durante los dos primeros años no aplican causales de suspensión, siempre y cuando el IPT presente mejora con respecto al año anterior. A partir del tercer año, se suspende el plan por incumplimiento de senda por un periodo, entre otras causales definidas en la 015 de 2018.
Implicación suspensión	No aplica	INVNUC = 0 para el siguiente periodo
Cancelación	No aplica	AIR-E y AFINIA CREG 167 de 2020: Durante los dos primeros años no aplican causales de cancelación, siempre y cuando el IPT presente mejora con respecto al año anterior. A partir del tercer año, se cancela el plan por incumplimiento de reiterado senda por dos periodos consecutivos, entre otras causales definidas en la 015 de 2018.
Implicación cancelación	No aplica	El OR deberá devolver la totalidad de la remuneración recibida por INVNUC a través de la variable INVNUCD del CPROG.

Fuente: Elaboración propia. DTGE.

### **11.1.2.3 Régimen de transición para Caribe**

En el marco de la equidad para la prestación eficiente del servicio público de energía en la Costa Caribe, la Subsección 7 del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1955 de 2019) del anterior Gobierno estableció una serie de medidas para garantizar la sostenibilidad de la prestación del servicio en la Costa Caribe posterior a la intervención de ELECTRICARIBE por parte de esta Superintendencia y durante la búsqueda de inversionistas dispuestos a asumir los retos de la

región. En particular, el Artículo 218 autorizó al Gobierno Nacional a establecer un régimen transitorio especial en materia tarifaria para las actividades de distribución y comercialización para el mercado Caribe.

Posteriormente, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 1645 de 2019 a través del cual delegó a la CREG la función de establecer el régimen transitorio especial en materia tarifaria para asegurar la sostenibilidad de la prestación eficiente del servicio de energía en la región Caribe y ofreció lineamientos para la aplicación transitoria de este régimen tarifario. Estas siendo particularidades con base en disposiciones ya establecidas en la Resolución CREG 015 de 2018.

En cumplimiento de la función designada, la CREG expide la Resolución CREG 010 de 2020 a través de la cual define primordialmente disposiciones particulares para el ingreso de estas empresas a la metodología de remuneración de distribución vigente, la previamente mencionada Res. CREG 015 de 2018. Contenido en esta resolución se encuentran disposiciones en torno a la presentación de aprobación de cargos y la remuneración de la actividad de distribución mientras estos eran aprobados; presentación del plan de inversión; cálculo de indicadores de calidad, metas de reducción y transición al esquema de calidad; cálculo de la remuneración por administración, operación y mantenimiento (AOM) y sus diferentes componentes; cálculo de índices de pérdidas eficientes y reconocidas y ajuste temporal transitorio al cálculo de la componente de pérdidas de la tarifa, entre otros aspectos.

Ámbitos relevantes para este anexo se encuentran

- (Artículo 4) La fecha de corte es diciembre de 2019.
- (Artículo 5) Las disposiciones solo son aplicables a las solicitudes de aprobación de ingresos, que debían ser presentadas antes la CREG a más tardar el 15 de diciembre de 2020.

- (Artículo 8) Se ofrecen dos mecanismos para la presentación del plan de inversiones. AIR-E escogió el primero: Presentación de un plan de inversiones con un horizonte de cinco (5) años, correspondientes al periodo 2021-2025, con la solicitud de aprobación de ingresos enviada a la Comisión.
- (Artículo 12) Los índices de pérdidas eficientes de dichos mercados serán iguales a los calculados para el mercado Caribe a fecha de expedición de la Ley 1955 de 2019. Para los niveles de tensión 1, 2 y 3, los operadores de red deberán presentar estudios para su actualización durante los primeros tres meses del quinto año del plan de inversión (2025).
- (Artículo 13) Las pérdidas reconocidas por nivel de tensión calculadas para un año particular están acotadas por las pérdidas totales en el nivel de tensión 1 para el año anterior. Lo anterior con el fin de que las pérdidas reconocidas resultantes de considerar las pérdidas adicionales para un año particular no excedieran las condiciones de pérdidas totales del operador en el nivel de tensión 1 durante el año anterior:

$$P_{j,m,n,t} = \min([PT_{j,1,t-1}, Pe_{j,n,m,t} + Pad_{j,n,t}])$$

- Adicionalmente, el reconocimiento de pérdidas bajo la Res. CREG 015 de 2018 se efectuaría a partir del mes siguiente a la aprobación de ingresos.
- (Artículo 14) A la fórmula tarifaria del componente de pérdidas se agregó una variable transitoria denominada  $\Delta GT$ . Esta corresponde al reconocimiento en un periodo de 12 meses costo retrospectivo por el reconocimiento de pérdidas de energía eléctrica desde el inicio de la actuación administrativa asociada a la solicitud de aprobación de cargos hasta el inicio de la aplicación de la metodología de la Res. CREG 015 de 2018. Es decir, se remunera retroactivamente en un periodo de 12 meses lo que se hubiera reconocido por pérdidas de energía durante el periodo en que la CREG revisó y aprobó la solicitud de cargos y el respectivo recurso de reposición.

Es de destacar que, durante la expedición de esta resolución, los mercados CARIBESOL y CARIBEMAR que son operados por AIR-E y AFINIA aún no se habían consolidado ni tampoco se habían asignado estos a sus respectivos operadores.

#### **11.1.2.4 Disposiciones particulares por emergencia sanitaria**

Como es de conocimiento general, el país estuvo enfrentado a la coyuntura de la pandemia por COVID-19, reflejada a través de la declaratoria de Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en el Decreto 417 de 2020, el cual resultó en las medidas de Aislamiento Preventivo Obligatorio delineadas en el Decreto 457 de marzo de 2020. Lo anterior implicó un cambio de condiciones en la prestación del servicio, lo que llevó a los OR a un periodo de adaptación durante el cual se vieron dificultadas las actividades de AOM, ejecución de inversiones, y la ejecución de actividades orientadas a la gestión de pérdidas. En particular para este último, se presentó una afectación general de los índices de pérdidas totales de los OR a nivel nacional.

Partiendo de este contexto, la CREG expidió la Resolución CREG 167 de 2020 a través de la cual se modificaron y establecieron medidas de aplicación de los **planes de reducción de pérdidas** definidos en la Res. CREG 015 de 2018. En lo que respecta a los operadores del Caribe, se destaca lo siguiente

- Posibilidad de ajuste de senda de reducción de pérdidas, el cual podía ser aplicado desde el primer año de ejecución del plan, el cual fue 2021, para AIR-E y AFINIA.
- Ajuste en la aplicación de causales de suspensión del plan de reducción. Durante el primer y segundo año del plan (2021 y 2022), incumplir la senda de reducción no constituyó una causal de suspensión. Lo anterior siempre y cuando el IPT evaluado para estos años sea inferior al del año inmediatamente anterior. A partir del tercer año (2023), el cual es evaluado en abril de 2024, se siguen aplicando las disposiciones de la CREG 015 de 2018.

- Ajuste en la aplicación de causales de cancelación del plan de reducción. Durante el primer y segundo año del plan (2021 y 2022), incumplimiento reiterado de la senda de reducción no constituye una causal de suspensión. Lo anterior siempre y cuando el IPT evaluado para estos años sea inferior al del año inmediatamente anterior. A partir del tercer año (2023), el cual es evaluado en abril de 2024, se siguen aplicando las disposiciones de la CREG 015 de 2018.

### 11.1.2.5 *Evaluación y remuneración*

Es de destacar que la remuneración de los planes de reducción, en particular la componente de inversión INVNUC, está sujeta al resultado de la evaluación de estos planes realizada por XM de acuerdo con las disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018 y 167 de 2020. Existen tres posibles estados del plan de reducción de pérdidas:

- **Activo:** el INVNUC es remunerado en su totalidad durante el año de referencia.
- **Suspendido:** la componente INVNUC toma un valor de 0 temporalmente y solo recibirá remuneración por concepto de AOM durante el año de referencia.
- **Cancelado:** la componente INVNUC toma un valor de 0 de forma permanente y el OR deberá devolver lo recibido por este concepto desde el inicio del plan. En adelante, solo recibirá remuneración por concepto de AOM.

Los criterios para la suspensión y cancelación del plan de reducción aplicados para cada año se presentan en la Tabla 120.

**Tabla 120. Criterios de suspensión y cancelación de plan de reducción de pérdidas.**

Criterio	Suspensión	Cancelación
1	Incumplimiento en la meta de reducción de pérdidas en un año. Un OR incumple una meta cuando el resultado final de su índice es superior a la meta aprobada para el respectivo año.	Incumplimiento de las metas del plan durante dos períodos de evaluación consecutivos.
Res. CREG 172 de 2011: Para todos los OR salvo AIR-E y AFINIA: este criterio no aplica durante el segundo y tercer año de ejecución (2020 y 2021). A partir del cuarto año, aplica normalmente.		

Criterio	Suspensión	Cancelación
	AIR-E y AFINIA: este criterio no aplica durante el segundo y tercer año de ejecución (2022 y 2023) siempre y cuando el IPT del año evaluado sea inferior al anterior. A partir del cuarto año, aplica normalmente.	
2	Cuando el LAC sea informado que la vinculación de usuarios a la red está incompleta o desactualizada en el SUI, como resultado de la verificación de información que pueden adelantar la SSPD o la CREG.	Reincidencia en alguna de las causales de suspensión del plan.
3	Cuando el LAC sea informado por la autoridad competente que en un periodo de evaluación se encuentren fronteras comerciales entre agentes de responsabilidad del comercializador integrado con el OR j cuya información de las características de esta (nivel de tensión, precisión, tipo de frontera) difiera de la registrada en el SIC.	Cuando hayan transcurrido doce (12) meses posteriores a la detección y notificación de inconsistencias en la información del vínculo cliente red y el OR no haya corregido la situación. El OR debe informar al LAC la desaparición de tal inconsistencia.
4	Cuando, a partir del decimotercer (13) mes de inicio del plan, el OR no informe al LAC, durante dos meses consecutivos, el registro de las medidas entre niveles de tensión para determinar los factores de distribución.	Cuando la información de ventas de energía reportada al SUI por un comercializador incumbente, utilizada para el seguimiento del plan, sea modificada en el SUI con posterioridad a la fecha del cálculo del índice respectivo y con la nueva información el OR no cumpla con la senda aprobada para el respectivo año.

Fuente: Elaboración propia. DTGE.

El criterio principal que emplea XM para la evaluación de los planes de reducción es el criterio 1 de la tabla presentada la cual tuvo ajustes temporales determinados por la Resolución CREG 167 de 2020, la cual fue expedida como respuesta a la emergencia sanitaria a la que se vio enfrentada el país y el mundo en general por la pandemia del COVID-19. De esta manera, durante abril de cada año XM publica resultados preliminares de la evaluación al plan, los cuales están sujetos a comentarios de los respectivos operadores. Una vez atendidos estos comentarios, se publican los resultados definitivos y con base en estos se determina qué cambios se presentan en la remuneración a recibir durante el siguiente año.

La remuneración como tal de los planes de gestión se realiza a través de la componente **CPROG** que hace parte de la componente de **pérdidas** de la tarifa. A grandes rasgos, esta variable traslada el costo anual del plan (CAP<sub>i</sub>) como cargo mensual al usuario y está definida en el numeral 7.3.5. Es de resaltar que esta variable **no tiene relación directa con las pérdidas reconocidas ni las pérdidas reconocidas dependen del plan de gestión de pérdidas y su ejecución**. Por último, es imperativo destacar que el valor del CAP<sub>i</sub> es el mismo

a lo largo del periodo tarifario y no está sujeto a cambios. Por lo tanto, el cambio en el valor del CPROG se debe a las otras variables de las que depende tales como las ventas y la indexación.

### **11.1.3 Plan de inversión**

La Resolución CREG 015 de 2018 cambió el paradigma de la remuneración de inversiones y con ello introdujo los denominados «plan de inversiones». Este consistió en que los operadores de red presentaran, junto con la aprobación de cargos, una propuesta de proyectos de inversión a ejecutar en un periodo de cinco años. Estos proyectos debían abordar necesidades que tuviera tanto el Sistema de Distribución Local (SDL) como el Sistema de Transmisión Regional (STR), cuya ejecución cumplieran con los criterios definidos en el numeral 6.1.

El plan presentado por cada operador fue evaluado y retroalimentado por la Comisión cuyo resultado fue la aprobación respectiva aprobación del plan de inversiones junto con la aprobación de cargos. En términos generales, en cada resolución de aprobación de cargos se encuentran los montos anuales aprobados del plan desagregados por nivel de tensión y categoría de activo, también definida en esta misma Resolución. Esta resolución podía ser sometida a recurso de reposición por parte del operador, y la respuesta por parte de la CREG a dicho recurso se plasma en una resolución particular. Momento a partir del cual los cargos, y con ello el plan de inversión quedaba en firme.

Cada proyecto de inversión está conformado por un conjunto de las denominadas «Unidades Constructivas» (UC). La CREG las define como el conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos. En otras palabras, pueden considerarse como los bloques que conforman una unidad típica en la infraestructura eléctrica. La valoración de cada UC fue definida por la CREG en los Capítulos 14 y 15 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018. Por lo tanto, la valoración de un proyecto corresponderá a la sumatoria de la valoración de las unidades constructivas que lo componen.

De esta manera, los montos anuales aprobados corresponden a la valoración de la totalidad de las unidades constructivas a poner en operación en cada año por parte del operador. Estos pueden entenderse como metas de inversión a las cuales los operadores se comprometen a ejecutar. Respecto a los montos aprobados, estos fueron acotados según lo dispuesto en el literal b. del numeral 6.4 Aprobación de los planes de inversión del Anexo General de esta resolución se establece que el valor del plan de inversión agregado para los niveles de tensión 1 al 3 calculado acorde a lo definido en el numeral 6.4.1 (VPIE<sub>j,t</sub>) no puede ser superior al ocho por ciento (8%) del costo de reposición de referencia (CRR).

Es importante agregar que tanto el SDL como el STR son sistemas dinámicos cuyas necesidades de inversión pueden cambiar en una ventana de tiempo más corta que la contemplada en el plan de inversión. Lo anterior implica que la ejecución del plan de inversión estará sujeta a cómo evolucionen las prioridades del sistema y la ejecución de los respectivos proyectos no necesariamente se ejecuta tal cual cómo se aprobó en el plan y puede implicar desplazamiento de las inversiones. Adicionalmente, la ejecución de las inversiones puede estar sujetas a condiciones propias de la empresa como lo son la situación financiera, externas o exógenas como lo son la condición social, permisos ambientales y gestión de incertidumbres.

Teniendo en cuenta lo anterior, la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018 contempla mecanismos de ajuste en la remuneración recibida por los operadores de red dependiendo de su nivel de ejecución con respecto a los montos aprobados. Adicionalmente, la metodología contempla la opción para que los operadores de red ajusten su plan de inversión periódicamente con una ventana de tiempo de cinco años. La solicitud fue generada por cada operador ante la CREG la cual se encarga de, a través de un proceso similar a la primera aprobación, evaluar y retroalimentar la solicitud. Una vez evaluada, la modificación queda en firme a través de la expedición de una resolución particular. Los OR pudieron solicitar modificación al plan durante el primer año de ejecución y pueden solicitarla también cada dos años.

Por último, El artículo 236 del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 2294 de 2023) definió un mecanismo de flexibilización de las inversiones aprobadas en los planes de inversión de los operadores de red (OR) que hayan cumplido con las metas de calidad del servicio, definidas en

su resolución particular de aprobación de cargos. Para dichos efectos, designó a la CREG como el encargado de definir las condiciones de la flexibilización a través de resolución, acorde con las condiciones de cada mercado.

A través de esta medida, se busca que los OR puedan ejecutar sus planes de inversión en plazos mayores a los establecidos con el fin de reducir los incrementos tarifarios. En otras palabras, al reducir las inversiones anuales que los operadores ejecutan, se reducirá el componente de distribución de la tarifa.

En reacción a este artículo, la CREG a través de la Circular CREG 057 de 2023 (Julio 2023), informa que como resultado de la revisión del mencionado artículo del PND, se encontró que la Res. CREG 015 de 2018, ya contempla lo dispuesto en dicho artículo dado que:

- a) Los planes de inversión pueden presentar desviaciones al momento de su ejecución y la remuneración (reflejada en la base regulatoria de activos) se ajusta con base en dicha desviación.
- b) La metodología contempla que los operadores de red pueden solicitar ajuste a su plan de inversiones periódicamente (cada dos años).

#### ***11.1.4 Entrada de AIR-E a la metodología de distribución vigente***

El operador AIR-E SAS ESP es designado para la operación de los mercados de comercialización CARIBESOL. En cumplimiento con lo dispuesto en el régimen tarifario especial y la metodología de distribución vigente generó la solicitud de aprobación de cargos durante el 2020. Este proceso estuvo sometido a diversos intercambios de información entre estos, la CREG y la misma SSPD, a través de los cuales se completó y corrigió información necesaria para que la CREG pudiera aprobar la respectiva solicitud.

En marzo de 2021 se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E SAS ESP a través de la Resolución CREG 024 de 2021. Por un lado, la Comisión a partir de información dispuesta en el Sistema Único de Información (SUI) de la SSPD e información suministrada por los operadores y el ASIC calculó los índices

de pérdidas presentados en la Tabla 121 y reflejados en los Artículos 16 y 17 de dichas resoluciones.

**Tabla 121.** *Condiciones iniciales de índices de pérdidas totales para AIR-E.*

Operador	$IPT_{j,0}$ (%)	$IPT_{1,j,0}$ (%)
AIR-E	27,21	35,05

Fuente: Elaboración propia. Tomado de la Resolución CREG 024 de 2021.

Donde,

- $IPT_{j,0}$  es el índice de pérdidas totales a lo largo de todos los niveles de tensión para el respectivo OR
- $IPT_{1,j,0}$  es el índice de pérdidas totales para el nivel de tensión 1 para el respectivo OR. Este siendo insumo para el cálculo del porcentaje de inversión proyectada o ejecutada anual con respecto al CRR ( $X_{r,t}$ ) que hace parte del cálculo del incentivo de pérdidas adicionales.

Por otro lado, en el Artículo 14 de las resoluciones referenciadas estableció los índices de pérdidas eficientes por nivel de tensión ( $Pe_{j,n}$ ) en concordancia con lo establecido en el Artículo 12 de la Resolución CREG 010 de 2020 como se presenta en la Tabla 122.

**Tabla 122.** *Índices de pérdidas eficientes por nivel de tensión aprobados para AIR-E.*

Nivel de tensión	$Pe_{j,n}$ (%)
1	11,67
2	2,20
3	2,68

Fuente: Elaboración propia. Tomado de la Resolución CREG 024 de 2021.

En junio de 2021, a través de la Resolución CREG 078 de 2021 se resolvió el recurso de reposición interpuesto por AIR-E SAS ESP contra la Resolución CREG 024 de 2021. Dentro de estas resoluciones se dejaron en firme los índices de pérdidas totales definidos anteriormente, así como los montos del costo de reposición de referencia (CRR) y los montos anuales aprobados para el plan de inversión de la empresa, entre otros ámbitos.

El costo de reposición de referencia, dados en pesos de diciembre de 2017, aprobados para estos operadores se presentan en la Tabla 123.

**Tabla 123** Costo de reposición de referencia aprobado para AIR-E (montos dados en \$COP dic. 2017).

OR	CRR
AIR-E	2.592.647.222.678

Fuente: Elaboración propia. Tomado de la Resolución CREG 024 de 2021.

Adicionalmente, en la Tabla 124 se presentan un resumen de los montos aprobados para el plan de inversión y la aplicación de la cota definida en el literal b. del numeral 6.4 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018.

**Tabla 124** Cota sobre las inversiones para AIR-E para el plan de inversión inicial.

Ítem	2021	2022	2023	2024	2025
INVA	339.804.131.941	197.409.267.985	284.847.816.329	344.826.150.094	302.701.315.857
VPIE	306.649.339.620	175.473.064.129	241.027.664.343	267.083.594.788	266.306.586.615
% VPIE/CRR	11,83%	6,77%	9,30%	10,30%	10,27%

Fuente: Elaboración propia con base en la Resolución CREG 024 de 2021.

Donde INVA es el monto de inversión anual aprobado para el plan de inversión a lo largo de todos los niveles de tensión en la Resoluciones CREG 078 de 2021, VPIE es el valor del plan de inversión entre los niveles 1 y 3 acorde a lo definido en el numeral 6.4.1 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 y % VPIE/CRR es el porcentaje del VPIE con respecto al CRR, que corresponde a la cota definida en el literal b. del Anexo General del numeral 6.4 de la Resolución CREG 015 de 2018.

En este se puede observar que, para estos OR, la cota definida fue relajada, evidenciando niveles superiores al 8% del VPIE con respecto al CRR. Lo anterior, debido a que la empresa junto solicitud de presentación de cargos presentó estudios técnicos a través de los cuales se justificaba las necesidades de inversión en el Caribe superaban los límites regulatorios definidos. De esta manera, se entiende que la CREG aprobó las inversiones balanceando las necesidades de inversión y los potenciales incrementos en la componente de distribución por concepto de remuneración del plan.

Posteriormente, en concordancia con las disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018 para la solicitud de modificación al plan de inversión, AIR-E solicitó ajuste al plan de inversión ante la CREG en agosto de 2022.

En la Resolución CREG 501 056 de 2022 se modificó el Plan de Inversiones del mercado de comercialización atendido por AIR-E SAS ESP y a través de la Resolución CREG 501 011 de 2023 se resolvió el recurso de reposición interpuesto contra dicha resolución.

En estas resoluciones se ajustaron los montos anuales de inversión aprobados para los OR, y de esta manera presentando nuevos valores de %VPIE/CRR y requerimientos para obtener el incentivo como se presenta en la Tabla 125.

**Tabla 125** Cota sobre las inversiones para los operadores de red del Caribe para el plan de inversión ajustado.

Ítem	2022	2023	2024	2025	2026
INVA	205.874.220.344	321.231.479.579	349.356.428.611	174.894.426.216	220.684.812.197
VPIE	190.749.956.838	302.981.681.863	277.708.815.905	169.414.834.794	202.207.413.182
% VPIE/CRR	7,36%	11,69%	10,71%	6,53%	7,80%

Fuente: Elaboración propia con base en la Resolución CREG 501 056 de 2022.

### 11.1.5 Análisis pérdidas reconocidas 2021 a 2024

Teniendo en cuenta lo expuesto en el contexto normativo y regulatorio, se cuentan con las bases para comprender el panorama actual para AIR-E, así como entender el crecimiento en la componente de pérdidas con la entrada a la metodología de distribución. Para ello, considere las siguientes variables para el operador AIR-E tal cual se muestran en la Tabla 126.

**Tabla 126** Variables asociadas al plan de inversión de AIR-E.

Variable	2021	2022	2023
INVA	339.804.131.941	205.874.220.344	321.231.479.579
INVR	327.465.619.296	188.223.748.545	81.190.579.686
% ejec	96,37%	91,43%	25,27%
X <sub>r,t</sub>	12,63%	7,26%	3,13%

Fuente: Elaboración propia. DTGE

**Nota:** los parámetros CRR,  $PT_{1,0}$  y  $Pe_{j,1}$  son iguales para todos los años del periodo tarifario.

Con base en estos datos, verifiquemos cómo aplican las disposiciones regulatorias para estos operadores tanto por el lado de las pérdidas adicionales como la remuneración del PI.

El cálculo de las pérdidas adicionales depende principalmente de la variable correspondiente al porcentaje de ejecución de inversiones con respecto al CRR ( $X_{r,t}$ ) que se actualiza anualmente; y las pérdidas totales en el nivel de tensión 1 para la fecha de corte ( $PT_{1,0}$ ) el cual fue aprobado por la CREG y no será actualizado hasta que haya una nueva disposición regulatoria. La dependencia de las pérdidas adicionales con respecto a estos dos no necesariamente es directa, sino están asociadas a una variable que hace parte del proceso de cálculo de este incentivo, siendo esta el factor de pérdidas de transición ( $PTR_{j,1,t}$ ) el cual se define en la Tabla 127 proveniente del numeral 7.1.4.3.1 de la Res. CREG 015 de 2018.

**Tabla 127. Cálculo del factor de pérdidas de transición.**

% de inversión	$PT_{1,0} = 23\%$	$23\% > PT_{1,0} \geq 19,1\%$	$19,1\% > PT_{1,0} \geq 15,2\%$	$15,2\% > PT_{1,0} \geq 11,3\%$
$X_{r,t} = 7\%$	$PT_{1,0}$	$PT_{1,0}$	$PT_{1,0}$	$PT_{1,0}$
$7\% > X_{r,t} = 6\%$	19,1%	$PT_{1,0}$	$PT_{1,0}$	$PT_{1,0}$
$6\% > X_{r,t} = 5\%$	15,2%	15,2%	$PT_{1,0}$	$PT_{1,0}$
$5\% > X_{r,t} = 4\%$	11,3%	11,3%	11,3%	$PT_{1,0}$
$4\% > X_{r,t}$	$Pe_{j,1}$	$Pe_{j,1}$	$Pe_{j,1}$	$Pe_{j,1}$

Fuente: Elaboración propia con base en la Resolución CREG 015 de 2018.

Con base en esta tabla, el  $PTR_{j,1,t}$  entre otras variables asociadas al cálculo de pérdidas adicionales para los operadores AIR-E serán los siguientes y que se muestran en la Tabla 128.

**Tabla 128 Resultado de cálculo de variables intermedias en el cálculo de pérdidas adicionales.**

Año	$X_{r,t}$	$PTR_{j,1,t}$	$FPI_{j,t}$	$Epad/Ee$
2021	12,63%	35,05%	35,05%	0,23
2022	7,26%	35,05%	32,45%	0,21
2023	3,13%	11,62%	11,62%	0,00

Fuente: Elaboración propia. DTGE

Donde

- $FPI_{j,t}$  es el factor de pérdidas de energía reconocidas en el nivel de tensión 1. Este factor de pérdidas es el que da la característica decreciente a lo largo del tiempo a las pérdidas adicionales.
- $Epad/Ee$  representa el porcentaje de la energía de entrada en el nivel de tensión 1 durante el año anterior ( $\sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,1,m}$ ) que se reconoce como energía de pérdidas adicionales ( $Epad_{j,t}$ ).
- $Pad_{1,j,t}$  es el índice de pérdidas adicionales en el nivel de tensión 1 que se tiene en cuenta en el cálculo de las pérdidas reconocidas.

Aplicando estos resultados en el resto del formulario que compone las pérdidas adicionales, se obtiene lo que se muestra en la Tabla 129.

**Tabla 129** *Pérdidas adicionales para AIR-E.*

Nivel de tensión	2021	2022	2023	2024
1	13,21%	12,13%	11,08%	0,00%
2	5,97%	5,10%	3,97%	0,00%
3	0,86%	0,75%	0,80%	0,00%

Fuente: Elaboración propia con base en publicación de cargos por parte de XM.

De esta manera es posible llegar a las siguientes conclusiones:

- Durante los tres primeros periodos de liquidación de cargos AIR-E obtuvo el máximo de pérdidas adicionales posible debido a que la relación entre expectativa de ejecución durante el primer año y ejecución durante los primeros dos años, con respecto al CRR fue superior al 7%.
- El primer año el índice tomó su valor máximo y decreció para los años consecuentes debido a la misma formulación de las pérdidas adicionales, lo cual no tiene correlación con la evolución de las pérdidas del operador.

- Debido a que la ejecución del plan de inversión para 2023 resultó en un  $X_{r,t}$  menor al 4%, el factor de pérdidas de transición para AIR-E es igual a las pérdidas eficientes (11,62%). Lo anterior se traduce en que para AIR-E la energía de pérdidas adicionales y el respectivo índice de pérdidas adicionales ( $P_{adj,n,t}$ ) sea igual a cero.

### 11.1.6 Influencia de las pérdidas reconocidas en la tarifa

Teniendo en cuenta lo anterior, entonces ¿cómo influyen las pérdidas adicionales en la componente de pérdidas de la tarifa? Como se resaltó anteriormente, los índices de pérdidas adicionales hacen parte del cálculo de las pérdidas reconocidas de la siguiente manera:

$$P_{j,n,t} = P_{e_{j,n,t}} + P_{ad_{j,n,t}}$$

En la Tabla 130 se presenta la evolución de las pérdidas reconocidas para los OR en cuestión, en la cual se puede observar el decrecimiento inherente en las pérdidas adicionales, así como el cambio significativo que representa para AIR-E la pérdida del incentivo de pérdidas adicionales.

**Tabla 130 Pérdidas reconocidas para AIR-E.**

Nivel de tensión	2021	2022	2023	2024	Eficientes
1	24.88%	23.80%	22.75%	20.27%	11.67%
2	8.17%	7.30%	6.17%	6.28%	2.20%
3	3.54%	3.43%	3.48%	3.40%	2.68%

Fuente: Elaboración propia con base en publicación de cargos por parte de XM.

A partir del índice de pérdidas reconocidas, y otras variables asociadas a los flujos, se calculan los factores para referir medidas hacia el STN ( $PR_{n,j,t}$ ). Estos factores a su vez hacen parte del cálculo de la componente de pérdidas de la tarifa bajo la nomenclatura  $IPR_{n,m,j}$  (Res. CREG 173 de 2011) y los cargos por uso por nivel de tensión junto con las pérdidas reconocidas (numeral 1.1.1, 1.1.2., 1.1.3 y 1.1.4 Res. CREG 015 de 2018). En particular, lo que respecta a la componente de pérdidas, la relación entre el  $IPR_{n,m,j}$  y lo correspondiente a generación y transmisión no es directamente proporcional, sino corresponde a un factor de escala exponencial de la forma  $\frac{a}{1-a}$  como se ilustra en la fórmula de este componente

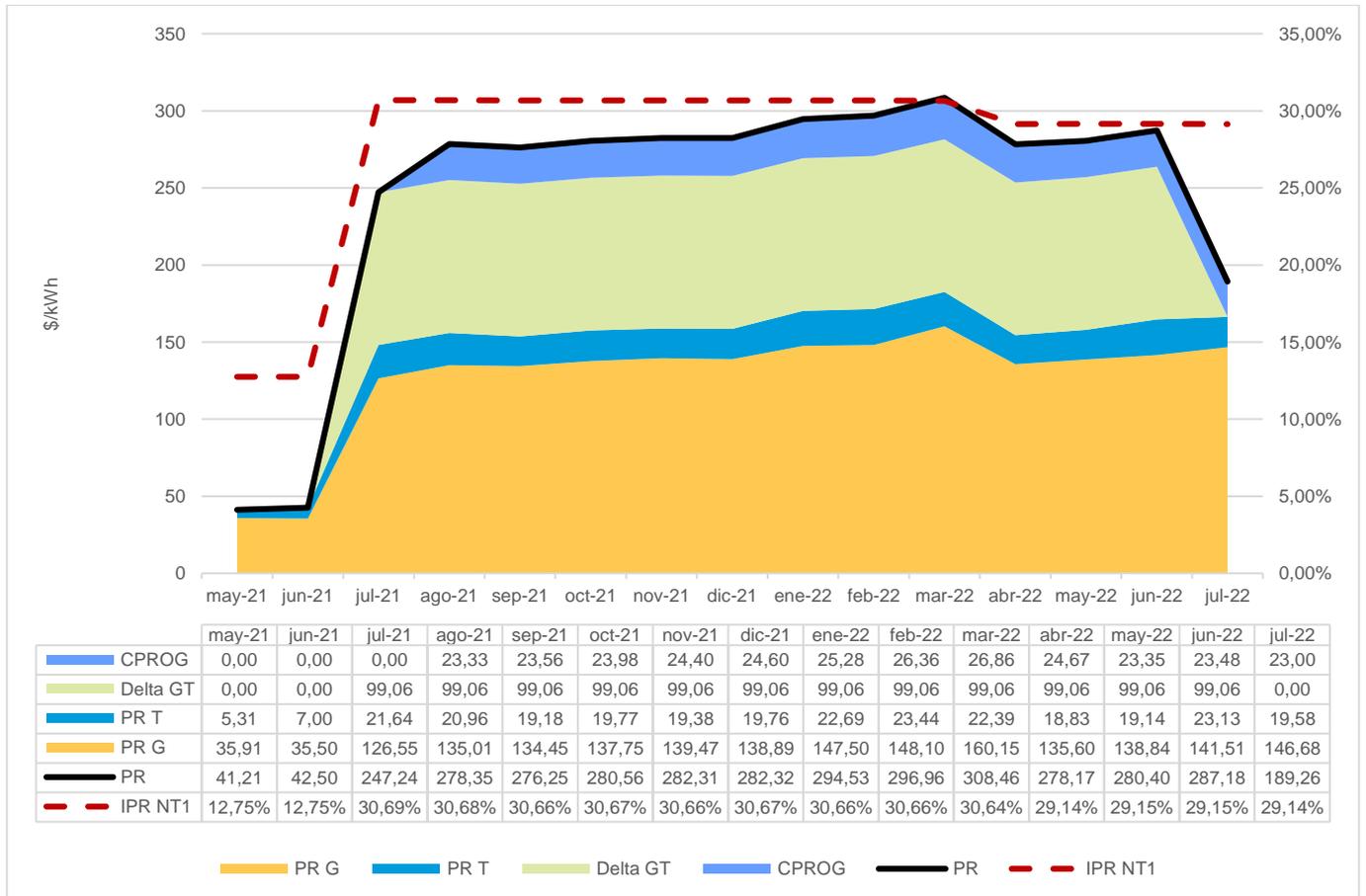
$$PR_{n,m,j} = \frac{(IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} G_{m,i,j} + \frac{IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} T_m + CPROG_{j,m} + \Delta GT$$

$$PR_{n,m,j} = F_G * G_{m,i,j} + F_T * T_m + CPROG_{j,m} + \Delta GT$$

$$PR_{n,m,j} = PR_G + PR_T + CPROG_{j,m} + \Delta GT$$

En la Figura 98 se ilustra la evolución de la componente de pérdidas en una etapa pivotal para la empresa AIR-E.

**Figura 98. Componente de Pérdidas y sus diferentes elementos (May21 – Jul22) – AIR-E.**



Fuente: Elaboración propia.

Como se resaltó anteriormente, los cargos de distribución de la empresa quedaron en firme en junio de 2021 y por disposiciones regulatorias del régimen tarifario especial, sus cargos debían ser actualizados al mes siguiente, julio de 2021. De esta manera, XM liquidó los cargos de las empresas del Caribe de acuerdo con las disposiciones regulatorias de la Resolución CREG

015 de 2018 y Res. CREG 010 de 2020, resultando en un incremento del componente de alrededor de 581,74% entre junio y julio de 2021. Este incremento se disecciona de la siguiente manera:

- En concordancia con lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018, XM aplicó el cálculo del índice de pérdidas adicionales, teniendo en cuenta la metodología previamente presentada. Resultado de ello implicó que las pérdidas reconocidas incrementaran para el nivel de tensión 1 de un valor de 11,67% a 24,88% en julio de 2021. En consecuencia, el  $IPR_1$  incrementó de 12,75% a 30,69%, resultando en un factor de escala como se muestra en la Tabla 131:

**Tabla 131. Factores de escala junio y julio de 2023.**

Mes	$P_{j,1}$	$IPR_1$	$IPR_{STN}$	$F_G$	$F_T$
Junio	11,67	12,75	1,538	0,167	0,146
Julio	24,88	30,69	1,634	0,478	0,443

Fuente: Elaboración propia con base en información de XM.

El incremento en el factor de escala resultó en el aumento de los elementos asociados a generación ( $PR_G$ ) y transmisión ( $PR_T$ ) del componente de pérdidas, los cuales incrementaron en 356,47% y 309,14% respectivamente.

- 1 En concordancia con lo dispuesto en la Resolución CREG 010 de 2020, XM liquidó el Delta retrospectivo ( $\Delta G_T$ ) por valor 99,06 \$/kWh para el periodo comprendido entre julio de 2021 y junio de 2022; lo anterior, conforme a la aplicación del artículo 14 de la Resolución CREG 010 de 2020. Por otro lado, se identifica el aumento significativo del factor para referir al STN del nivel de tensión 1 ( $IPR_{NT1}$ ) y que proviene de las pérdidas reconocidas al distribuidor en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.
- 2 En concordancia con lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018, la variable CPROG que remunera el plan de reducción de pérdidas del operador aprobado por la CREG en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018 empezó a ser liquidado a partir del mes de agosto de 2021.

- 3 El crecimiento sostenido en la componente de pérdidas a lo largo de 2021 y principios se debe primordialmente al crecimiento en otras componentes de la tarifa, así como el CPROG dado que, como se puede notar, IPR NT1 no presenta fluctuaciones significativas. Es de destacar que, en el caso del CPROG, el costo anual del plan aprobado y remunerado al operador es fijo para todos los años y que los cambios en esta componente se deben principalmente a indexación y ventas a usuarios.

Adicionalmente, se destaca que:

- 1 La variable  $\Delta G_T$  fue una medida transitoria que buscaba remunerar retroactivamente lo que el operador hubiera recibido por concepto de reconocimiento de pérdidas durante el periodo para el cual se estaban surtiendo el proceso de aprobación de cargos por parte de la CREG. Esta medida tuvo vigencia por 12 meses y se cobró hasta junio de 2022. A partir de julio de 2022 esta variable tomó un valor de \$0 y no se ha vuelto a cobrar.
- 2 Los factores para referir medidas al STN son actualizados en abril de cada año por XM teniendo en cuenta, principalmente, la actualización del índice de pérdidas adicionales y con ello las reconocidas. Por el planteamiento mismo de las pérdidas adicionales, estas decrecen anualmente hasta llegar a niveles eficientes en un horizonte de 10 años. Lo anterior explica el decrecimiento evidenciado en este factor, así como la resultante reducción en la componente de pérdidas de la tarifa.

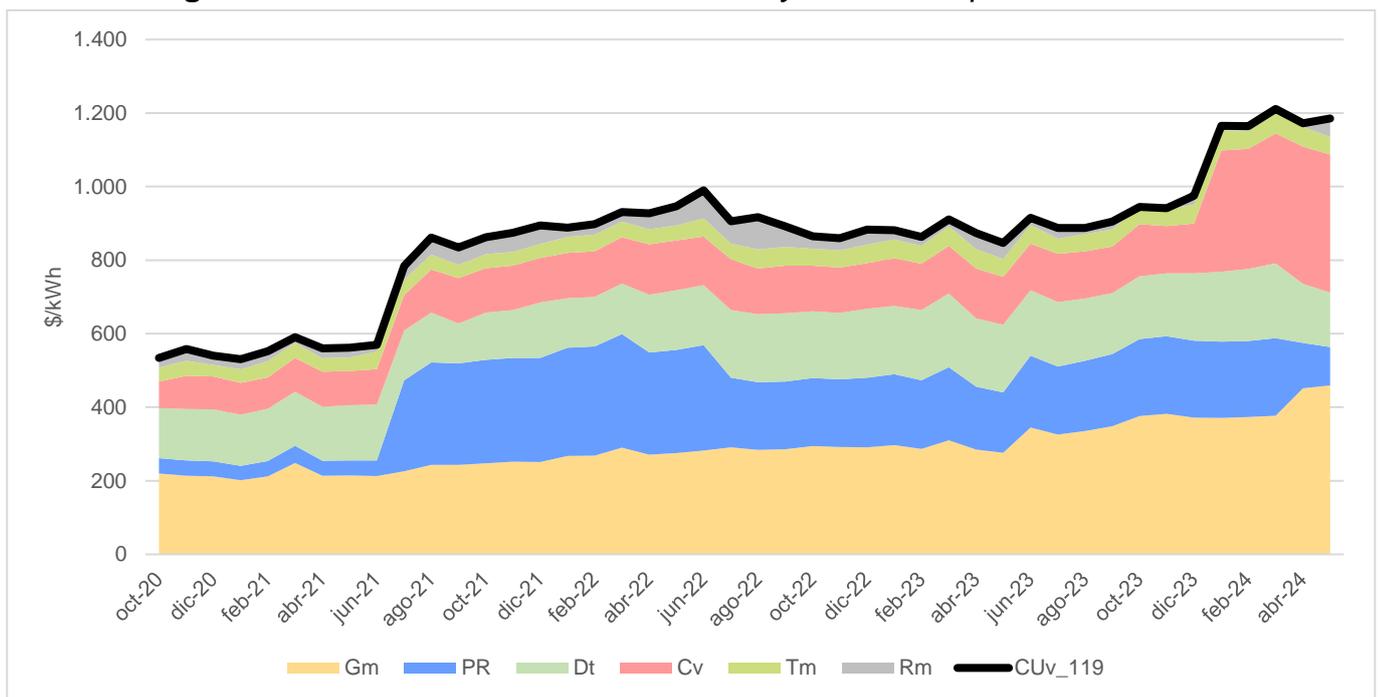
Así las cosas, puede concluirse que el incremento en el componente de pérdidas de AIR-E (así como AFINIA) desde julio de 2021 se debe primordialmente a la entrada de la empresa a la metodología de remuneración de la actividad distribución definida en la Resolución CREG 015 de 2018. Esta metodología precede cualquier disposición regulatoria orientada hacia el mercado Caribe y tampoco fue ajustada por el régimen transitorio especial. Es decir, el crecimiento tarifario en el componente de pérdidas se debe principalmente a aplicación de disposiciones regulatorias formuladas para todos los operadores de red a nivel país, sin alguna condición de favorabilidad para Caribe.

En particular, la aplicación de las pérdidas adicionales, cuya metodología de cálculo es la misma para todos los operadores de red del país para los cuales aplica. La alta magnitud de

este índice de pérdidas, y el resultante incremento en las pérdidas reconocidas, se debe primordialmente a las precarias condiciones iniciales de las pérdidas de energía para el mercado Caribe y las altas expectativas de ejecución del plan de inversión aprobadas por la CREG. Podría argumentarse que la CREG pudo haber considerado adaptabilidad regulatoria de la metodología de cálculo de este índice teniendo en cuenta que las inversiones aprobadas por estos mismos para los OR del Caribe estuvieron por encima del límite regulatorio establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 y que pudieron amortiguar el crecimiento tarifario evidenciado.

Para concluir este anexo, en la Figura 99 se presenta la evolución del CU para AIR-E desde su inicio de operación en octubre de 2020 hasta mayo de 2024.

**Figura 99. Evolución CU AIR-E Oct20 – May24. NT1 Prop. Activos del OR.**



Fuente: Elaboración propia.

Respecto a este se busca destacar que la componente de pérdidas ha reducido su magnitud con respecto a otras componentes de la tarifa, con respecto a otras como lo son la componente de generación y comercialización. Dentro de los principales factores que han contribuido a lo anterior son:

- 3 Expiración de la medida transitoria del  $\Delta G_T$  en julio de 2022 de acuerdo con las disposiciones del régimen transitorio especial.
- 4 Actualización y reducción de los índices de pérdidas adicionales, pérdidas reconocidas y factores de para referir medidas al STN en abril de cada año acorde con las disposiciones de la metodología de distribución vigente.
- 5 Pérdida temporal del incentivo de pérdidas adicionales por ejecución de su plan de inversión para la vigencia 2023 por debajo del umbral mínimo ( $4\% X_{r,t}$ ) acorde con las disposiciones de la metodología de distribución vigente.

Es relevante agregar que, dependiendo de las disposiciones que emita la CREG en respuesta a la flexibilización de inversiones determinadas por el artículo 236 del Plan Nacional de Desarrollo del presente gobierno (Ley 2294 de 2023), AIR-E puede llegar a recuperar este incentivo. Así mismo, si las disposiciones regulatorias en torno a las pérdidas adicionales se mantienen, si AIR-E ejecuta alrededor de \$97.975 MCOP<sub>2017</sub> en el marco de su plan de inversiones para el 2024, equivalente al 28,04% de sus inversiones aprobadas, sus pérdidas adicionales podrán ser diferentes de 0 a partir de abril de 2025, induciendo aumento en el componente de pérdidas de la tarifa. Adicionalmente, si ejecuta alrededor de \$171.457 MCOP<sub>2017</sub>, equivalente al 49,08% de sus inversiones aprobadas para el 2024, podrá obtener el máximo posible de este incentivo a partir de abril de 2025.

## Tópico Técnico

### 11.2 ANEXO 2

#### 11.2.1 Ingreso por inversiones

Previo a la metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente se encontraba la Resolución CREG 097 de 2008, la cual brindó la metodología para calcular cargos a precio máximo en un modelo de valor nuevo de reemplazo (VNR), los cuales eran aprobados por única vez por la CREG. Esto significa que en la aprobación de cargos se encontraban cargos máximos por nivel de tensión calculados y que son insumo para el cálculo de los cargos mensuales trasladados a tarifa.

A diferencia de la metodología vigente, estos cargos máximos fueron estáticos a lo largo del anterior periodo tarifario (2008 – 2017), solo podían ser actualizados una única vez, y los cargos mensuales correspondían a la indexación de los máximos. Así mismo, si bien dentro de la metodología de cálculo de los cargos máximos se incluye un reconocimiento por inversiones, este no corresponde a inversiones hechas durante la aplicación de esta metodología, sino el estado inicial de la infraestructura y las inversiones hechas durante el periodo tarifario anterior. De esta manera, la metodología de la Res. CREG 097 de 2008 no contaba con un mecanismo de reconocimiento de las inversiones hechas por los operadores durante su vigencia y dependía de lo que determinara la subsecuente metodología, siendo esto un desincentivo a las inversiones en infraestructura.

La Resolución CREG 015 de 2018 trajo consigo un cambio en el paradigma de la remuneración de ingresos y en general la liquidación de cargos de los operadores de red. En esta se cambió a una metodología de ingresos máximos a través de un modelo de Costo de Reposición Optimizado y Depreciado (DORC por sus siglas en inglés). Esto trajo consigo que los cargos por uso valorados por los operadores de red se ajustasen dinámicamente teniendo en cuenta la valoración de los activos de los operadores de red, las inversiones puestas en operación, tasa de retorno en la actividad de distribución, depreciación lineal de los activos teniendo en cuenta su vida útil, entre otros ámbitos.

Es de recalcar que las diferentes variables que se verán en esta sección son calculadas por XM en calidad del liquidador del mercado (LAC), mas no por el OR o el comercializador. El comercializador parte de la liquidación que realiza XM para definir lo que cobrará en la tarifa. Con esta sección se busca dar un resumen de cómo se calculan los ingresos de los OR y cómo se reflejan las inversiones en estos, con el fin de dar un cierto grado de claridad que se considera es necesario.

### **11.2.2 Base Regulatoria de Activos (BRA)**

Uno de los principales cambios en esta metodología es la introducción de la Base Regulatoria de Activos (BRA), definida por la Resolución CREG 015 de 2018 como el *valor de los activos utilizados para la prestación del servicio por parte del OR*. Esta valoración no solamente tiene

en cuenta el valor reconocido de cada uno de los activos, sino también otros aspectos tales como su vida útil y la tasa de retorno de la actividad de distribución.

En términos generales, el BRA se define como la suma de la base regulatoria de activos eléctricos (BRAE) y no eléctricos (BRANE). La base regulatoria de activos no eléctricos corresponde a 2% de los activos eléctricos. En lo que respecta los activos eléctricos, este se calcula anualmente como

$$BRAE_{j,n,t} = BRAE_{j,n,t-1} - RC_{j,n,t} + BRAEN_{j,n,t} - BRAFO_{j,n,t}$$

Donde,

- $j$  es el OR,  $n$  es el nivel de tensión y  $t$  es el año.
- $RC_{j,n,t}$  es la recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria del OR.
- $BRAEN_{j,n,t}$  es la base regulatoria de activos eléctricos nuevos.
- $BRAFO_{j,n,t}$  es la base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación.

A grandes rasgos, esta fórmula puede entenderse como una actualización de la valoración de los activos que se encuentran en operación al inicio de un año particular. Para ello se parte de la valoración dada para el año anterior agregando la valoración de activos puestos en operación a través del plan de inversión, y substrayendo la valoración de aquellos que salieron de operación y la recuperación de capital como la aplicación de la depreciación lineal de los activos.

De esta manera, la valoración de los activos en operación se actualiza anualmente teniendo en cuenta la depreciación de activos, la valoración de las inversiones ejecutadas y la valoración de los activos que salieron de operación.

### **11.2.3 Base Regulatoria de Activos Eléctricos Nuevos (BRAEN)**

A diferencia de la metodología de la Res. CREG 097 de 2008 que no remuneró inversiones ejecutadas a lo largo del anterior periodo tarifario (2008 – 2017), la Res. CREG 015 de 2018 introduce la remuneración de inversiones ejecutadas y por ejecutar a través de la BRA,

particularmente a través de la Base Regulatoria de Activos Eléctricos Nuevos (BRAEN). Ello buscando incentivar la inversión de los operadores de red no solo para que su valoración sea superior a lo que se deprecia, sino también buscando la mejora continua de la prestación del servicio y la sostenibilidad económica y técnica de su sistema.

La BRAEN corresponde entonces a la valoración de las inversiones ejecutadas por los operadores de red en el marco de su plan de inversión. El cálculo de esta variable se define como

$$BRAEN_{j,n,t} = IAPA_{j,n,t} * \sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t} + \sum_{l=1}^{L_n} INVR_{j,n,l,t-1} - IAPA_{j,n,t-1} \sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t-1}$$

Donde

- $IAPA_{j,n,t}$ : Índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones.
- $INVA_{j,n,l,t}$ : Inversión anual aprobada en el plan de inversión.
- $INVR_{j,n,l,t}$ : inversión anual ejecutada en el plan de inversión.

Para entender esta fórmula, se propone dividirla en tres términos de la siguiente manera

$$BRAEN_{j,n,t} = A + (B - C)$$

Donde

- $A = IAPA_{j,n,t} * \sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t}$  corresponde a la inversión aprobada ajustada para el año a liquidar.
- $B = \sum_{l=1}^{L_n} INVR_{j,n,l,t-1}$  corresponde a la inversión ejecutada en el año anterior.
- $C = IAPA_{j,n,t} \sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t-1}$  a la inversión aprobada durante el año anterior.

De esta manera, se entiende que no solamente se está remunerando las inversiones aprobadas para un año particular, sino que se ajusta lo que se recibiría acorde con la diferentes entre la inversión ejecutada y aprobada durante el año anterior. Si el operador de red ejecuta por debajo de lo aprobado durante el año anterior, recibirá menor remuneración; en contraste, si ejecuta por encima de lo aprobado podrá recibir mayor remuneración, pero para los niveles de tensión 1, 2 y 3 se remunerará hasta un 110% de la inversión aprobada. Cualquier remanente se traslada en su totalidad al siguiente año.

Ahora bien, este no es el único mecanismo de ajuste a la remuneración incluido en esta metodología; también se encuentran los índices de ajuste (IAPA). A grandes rasgos, se parte de la ejecución promedio durante los últimos dos años por cada nivel de tensión de acuerdo con la siguiente fórmula

$$INVE_{j,n,t} = \frac{1}{2} \left( \frac{INVR_{j,n,t-1}}{INVA_{j,n,t-1}} + \frac{INVR_{j,n,t-2}}{INVA_{j,n,t-2}} \right)$$

Y se siguen los siguientes casos dependiendo de su resultado

$$IAPA_{j,n,t} = \begin{cases} INVE_{j,n,t}, & x < 0,8 \\ 1, & x \geq 0,8 \end{cases}$$

Es decir, si la inversión promedio ejecutada para un nivel de tensión está por debajo del 80%, los factores de ajuste toman este valor. El efecto que tendrá es que la remuneración asociada a las inversiones aprobadas (término A y C) se verán escaladas por dicho factor, de esta manera reduciendo aún más la remuneración recibida si el plan de inversión es subejecutado en años consecutivos.

De esta manera, si bien la BRAEN parte del reconocimiento “anticipado” de las inversiones para un año particular, esta se ve ajustada de acuerdo con el desempeño de la ejecución de inversiones tanto para el año anterior, como la tendencia de ejecución en años anteriores. En otras palabras, si bien se reconocen anticipadamente las inversiones aprobadas, estas serán retornadas acorde con la diferencia con lo ejecutado al siguientes en año e inclusive puede comprometer el reconocimiento de años siguientes si se tiene una tendencia a la subejecución.

#### **11.2.4 Ingreso anual y mensual**

Hasta ahora se ha analizado como en la metodología de distribución vigente se valoran las inversiones ejecutadas por los operadores, así como la valoración de los activos que se encuentran en operación y su actualización anual. Partiendo de este se calcula el ingreso anual asociado con la infraestructura utilizada para la prestación del servicio (IAA), también referenciado como ingreso anual por inversiones, de la siguiente manera

$$IAA_{j,n,t} = BRA_{j,n,t} * r + RC_{j,n,t} + BRT_{j,n,t}$$

Donde

- $IAA_{j,n,t}$  es el ingreso anual por inversión en activos.
- $BRA_{j,n,t}$  es la base regulatoria de activos del OR.
- $r$  es la tasa de retorno reconocida para la actividad de distribución de energía eléctrica para un esquema de ingreso máximo (WACC).
- $RC_{j,n,t}$  recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria de activos.
- $BRT_{j,n,t}$  es la base regulatoria de terrenos.

De esta manera se entiende que los operadores reciben un ingreso anual correspondiente a una porción de la valoración de los activos que opera, la recuperación del capital de los activos invertidos tanto en la metodología de distribución anterior como la reciente, y la valoración regulatoria de los terrenos donde se encuentran operando los activos.

Algo que resaltar de lo anterior es que los operadores no reciben anualmente la totalidad de las inversiones que fueron aprobadas por la CREG en el marco de su plan de inversión, sino que, posterior al ajuste que haya al lugar en el BRAEN, estos reciben una rentabilidad de lo invertido correspondiente a una porción del BRA dada por la tasa de retorno definida por la CREG, así como una recuperación del capital de estas inversiones. Siendo esto en concordancia con el principio de suficiencia financiera definido en la Ley 142 de 1994.

Ahora bien, este ingreso anual es distribuido mensualmente a través de los ingresos por nivel de tensión definidos en la **Tabla 132**:

**Tabla 132 Ingresos por nivel de tensión**

Nivel de tensión	Numeral	Formula
4	2.1 – 2.3	$IM_{j,4,R,m,t} = \left[ IAA_{j,4,t} * fM + \frac{IAAOM_{j,4,t} - IRM_{j,4,t}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} - CSTR_{j,R,m-1}$ $IMC_{R,m,t} = \sum_{c=1}^{CR} IE_{c,R,m} - CSTR_{c,R,m-1}$

Nivel de tensión	Numeral	Formula
		$IMAJ_{j,4,R,m,t} = \frac{IM_{j,4,R,m,t}}{(1 - P_{4,j,m,t})} * \frac{\sum_{j=1}^{JR} IM_{j,4,R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} [IM_{j,4,R,m,t} * (1 - P_{4,j,m,t})]^{-1}}$
3	2.4	$IA_{j,3,m,t} = \left[ IAA_{j,3,t} * fM + \frac{IAAOM_{j,3,t} - IRM_{j,3,t}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$
2	2.5	$IA_{j,2,m,t} = \left[ IAA_{j,2,t} * fM + \frac{IAAOM_{j,2,t} + IRM_{j,2,t}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$
1	2.6	$IA_{j,1,m,t} = \left[ IAA_{j,1,t} * fM + \frac{IAAOM_{j,1,t} + OI_{j,1,t-1}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$

Fuente: Elaboración DTGE

Donde

- $IM_{j,4,R,m,t}$ ,  $IA_{j,3,m,t}$ ,  $IA_{j,2,m,t}$ ,  $IA_{j,1,m,t}$  son los ingresos mensuales para los niveles de tensión correspondientes.
- $IMC_{R,m,t}$ ,  $IMAJ_{j,4,R,m,t}$  es el ingreso mensual por las convocatorias UPME construidas en el respectivo STR y el ingreso mensual ajustado del OR que pertenece a un STR con múltiples mercados de comercialización.
- $fM$  es el factor para calcular valores mensuales que depende de la tasa de retorno reconocida para la actividad de distribución.
- $IAAOM_{j,n,t}$  es el ingreso anual por los gastos de administración, operación y mantenimiento del nivel de tensión  $n$ .
- $IRM_{j,4,t}$ ,  $IRM_{j,3,t}$ ,  $IRM_{j,2,t}$  ingreso recibido por otros conceptos dentro de los cuales se encuentra respaldo de red, migración de usuarios a otros niveles de tensión y exceso de transporte de energía reactiva.
- $IPP_{m-1}$ ,  $IPP_0$  corresponde a la indexación en el mes anterior y a fecha de corte (diciembre de 2019 para los OR Caribe).
- $CSTR_{j,R,m-1}$  compensaciones por activos en el STR  $R$  por conceptos de calidad del servicio e incumplimiento de metas.

En términos generales para todos los niveles de tensión, estas fórmulas de ingreso pueden simplificarse como

$$\text{Ingreso mensual} = [\text{inversión} + (\text{AOM} - \text{otros conceptos})] * \text{indexación}$$

Es decir, el operador recibe ingreso por concepto de las inversiones ejecutadas y AOM de los activos que opera, y se descuentan otros conceptos. Dado que este ingreso se calcula en pesos a fecha de corte, se realiza la respectiva indexación al resultado. Se resalta que lo correspondiente a AOM y otros conceptos se distribuye uniformemente para cada uno de los meses, mientras que lo correspondiente a inversión no se distribuye por un factor (1-12=

Para el nivel de tensión 4, por ejemplo, existen múltiples definiciones del ingreso debido a que en un STR existen múltiples ORs que operan las redes, así como múltiples mercados de comercialización que están conectados a estas. Así mismo, no todos los proyectos del STR son ejecutados por los mismos ORs, sino también son ejecutados por convocatorias que publica la UPME. Adicionalmente, existe una componente que descuenta por concepto de compensaciones por incumplimiento de metas en la calidad del servicio en el STR. Una compensación asociada a incumplimientos por calidad del servicio también es hecha para los niveles de tensión 1 al 3, pero esta se encuentra asociada directamente a los cargos de distribución.

Con base en estos ingresos se calculan los respectivos cargos por nivel de tensión, así como los respectivos cargos por uso por nivel de tensión, los cuales son como los que se ven reflejados en la tarifa de cada usuario. Dichos cargos buscan distribuir el ingreso mensual calculado para cada OR teniendo en cuenta condiciones particulares tales como la energía de entrada, las pérdidas reconocidas y los factores para referir medidas al STN.

#### **11.2.5 Ajuste al ingreso durante el primer año de aplicación**

Antes de la aprobación de cargos, los ingresos y cargos de los OR, estos eran liquidados con base en lo determinado en la metodología de la Res. CREG 097 de 2008. La Res. CREG 015 de 2018 definió que los cargos se empezarían a liquidar bajo esta metodología a partir del cuarto mes del primer año del plan de inversión. No obstante, no se podía descartar el

escenario para los cuales la aprobación de cargos y su puesta en firme podía consolidarse después de este periodo en el tiempo.

La Resolución CREG 036 de 2019 contempló un mecanismo a través del cual se ajustó el ingreso para los OR para los cuales se presentó este escenario tal que se recibiera o descontaran las diferencias de liquidar entre metodologías durante el tiempo entre el cuarto mes del plan de inversión y el mes en el cual quedaron en firme los cargos. Por ejemplo, en el caso de los operadores de Caribe, sus cargos quedaron en firme en junio de 2021 y se empezaron a liquidar en julio de 2021. Por lo tanto, se debía ajustar la remuneración recibida por estas empresas durante el periodo entre abril y junio de 2021.

El mecanismo definido fue de ajustar el ingreso mensual de los OR por un periodo de doce meses posteriores a la primera liquidación de cargos bajo la metodología vigente a través de la siguiente formular

$$AIM_{j,n,m} = \frac{1}{12} \sum_{ma=1}^{NMA_j} (IMN_{j,n,ma} - IMA_{j,n,ma}) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{aa,j}} + NAIM_{j,n,m}$$

Donde

- $NMA_j$ : número de meses entre el 31 de marzo del año 1 del plan de inversiones y el último día calendario del mes anterior al del inicio de aplicación de la metodología vigente.
- $IMN_{j,n,ma}$  es el ingreso mensual estimado bajo la metodología de la Res. CREG 015 de 2018, mientras que  $IMA_{j,n,ma}$  es el ingreso mensual liquidado bajo la Res. CREG 097 de 2008.
- $NAIM_{j,n,m}$  es un ingreso adicional para aquellos OR para los cuales se aprueben las inversiones en resolución aparte.

## 11.3 ANEXO 3

### 11.3.1 Visitas en campo

A lo largo de este anexo se provee el soporte fotográfico de las visitas a infraestructura en los en Barranquilla, Santa Marta, Riohacha y cercanías desarrolladas en el marco de la evaluación integral a AIR-E durante el mes de mayo de 2024. Estas visitas comprendieron

- Subestaciones que tenían aspectos a verificar por parte de esta Superintendencia, siendo este cumplimiento RETIE, estado operacional de la subestación e inversiones ejecutadas en estas. Respecto a este último aspecto en particular, por cuestiones de tiempo, así como la cantidad de subestaciones cubiertas, la verificación de estas inversiones fue visual y superficial.
- Centro de control principal
- Almacenes de equipos en Barranquilla y Santa Marta.
- Barrios subnormales con ejecución en curso de proyectos de normalización financiados por PRONE.

Es de destacar que las subestaciones se encontraban en un estado de mantenimiento apropiado tanto en términos de la infraestructura eléctrica como las instalaciones de control, medición y protección. El personal que acompañó las visitas demostró un alto nivel de conocimiento técnico y de su propio sistema y fueron capaces de atender todas las consultas hechas por parte nuestra con un alto nivel de detalle. Por último, se destaca que la empresa ha trabajado por fortalecer la seguridad industrial de las subestaciones, implementando sistemas de AIR-E acondicionado robustos, fortaleciendo las distancias de seguridad que ha conllevado inclusive a expansiones constructivas, así como la instalación de sistemas novedosos para detección y atención de incendios.

#### **11.3.1.1. Barranquilla y cercanías (mayo 22 de 2024)**

- **Visita Barrio Los Ángeles**

Visita a un proyecto de normalización del barrio subnormal Los Ángeles en la ciudad de Barranquilla ejecutado a través de recursos PRONE. El proyecto evidenciado corresponde a adecuación e instalación de infraestructura de distribución junto con medición centralizada. Durante el recorrido fue posible evidenciar la infraestructura instalada, durante la cual se relató el proceso de gestión social que realizó la empresa para socializar la solución con los diferentes usuarios y líderes comunitarios. Respecto al progreso de este proyecto, la empresa

informa que lo correspondiente a infraestructura eléctrica se encuentra instalado y que se encuentran en proceso de instalación de displays en la fachada de los usuarios. Así mismo, está pendiente el proceso de retiro de la infraestructura que fue reemplazada. En *la Tabla 133* se presenta el registro fotográfico de la visita realizada al barrio Los Ángeles.

**Tabla 133** Registro fotográfico visita a proyecto de normalización barrio Los Ángeles – Barranquilla, Atlántico



Infraestructura eléctrica nueva compuesta por postería, circuitos de media y acometidas de baja tensión, así como medición centralizada.



Acercamiento a poste en el que se evidencia transformador de distribución y cajas laterales que contienen los medidos de los usuarios conectados. La caja central contiene los equipos de comunicación para monitoreo remoto de la medición.



Displays instalados en las fachadas de los usuarios en los que se puede visualizar el consumo de facturado. Estos displays muestran la información registrada en los medidores ubicados a la altura de los postes.



Display instalado en facha de un usuario y acometida.

Fuente: AIR-E

- **Subestación El Rio**

En la Tabla 134 se presenta el registro fotográfico de la visita realizada a la Subestación El Rio

**Tabla 134** Registro fotográfico visita Subestación El Rio



Vista panorámica de la subestación



Celdas de protecciones y maniobras en 34,5 kV.



Celdas de comunicación y medición



Celdas de protecciones y maniobras en 13,8 kV. Este arreglo de celdas se encuentra ubicado en ampliación realizada a la caseta de control de la subestación como parte del plan de inversión con el fin de mejorar las distancias de seguridad en la subestación.



Centro de transformación tipo GIS. Esta fue ejecutado por terceros como parte de convocatoria por parte de la UPME



Bahías de línea.



La subestación cuenta con tres transformadores 34,5/13,8 kV de capacidades 25, 25 y 21 MVA para una capacidad máxima de 71 MVA



La subestación cuenta con un espacio adicional el cual será destinado para futuras expansiones y proyectos, pero que en el momento está siendo utilizado para depósito de postes. Estos postes hacen parte de las UC especiales aprobadas por la CREG.

Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la Tabla 135, parte de los cuales fueron verificados superficialmente

**Tabla 135 Proyectos de Inversión Subestación El Río**

Nombre de Proyecto
ADICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 34,5kV - RES 038 2014
ADICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 34,5kV - RES 038 2014
ADICIÓN DE NUEVO DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 110kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 34,5kV - RES 038 2014

Nombre de Proyecto
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E EL RÍO 34,5kV - RES 038 2014
MXCT ERI TC 3 UND N4 III

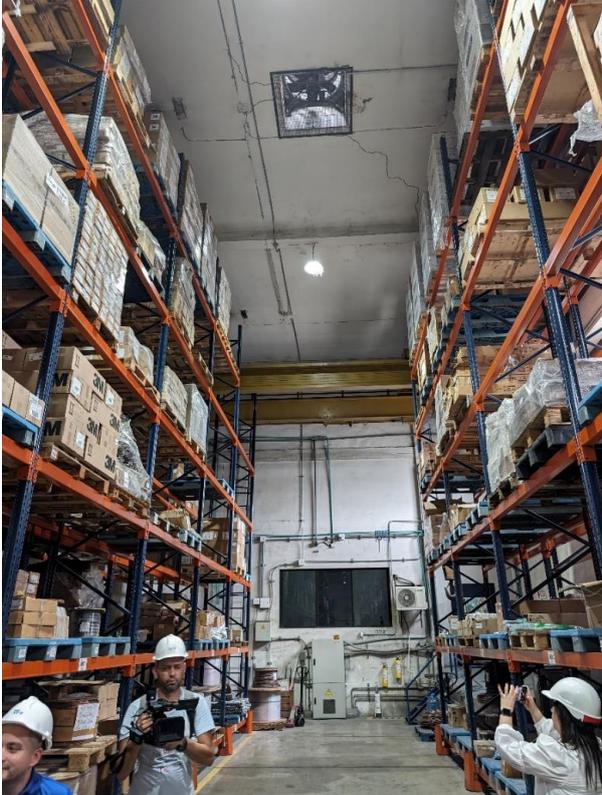
Fuente: AIR-E

- **Almacén principal – Subestación El Oasis.**

El almacén principal de la empresa se encuentra en la subestación El Oasis. En este almacén se almacenan suministros nuevos que serán instalados en proyectos de inversión a lo largo de los tres departamentos, así como suministros para reposición de emergencia a lo largo del departamento del Atlántico. Es de resaltar que este no es el único almacén del que la empresa dispone para suministro de equipos para los tres departamentos; estos cuentan con almacenes localizados en Riohacha y Santa Marta para la atención de reposiciones de emergencia en estos departamentos. En la Tabla 136 se presenta el registro fotográfico de la visita realizada al almacén principal

**Tabla 136** Registro fotográfico visita almacén principal – Subestación Oasis

 <p>Cable nuevo dispuesto para obras que lo requieran. Así mismo pueden observarse transformadores de distribución nuevos.</p>	 <p>Vista panorámica exterior del almacén.</p>
---	--



Vista interior de la bodega.



Vista de estantes exteriores

Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

- **Subestación veinte de julio**

En la *Tabla 137* se presenta el registro fotográfico de la visita realizada a la Subestación Riomar

**Tabla 137** Registro fotográfico visita Subestación veinte de julio



Transformador de 50 MVA 110/13,8 kV instalado en 2022 como parte del plan de la ejecución del plan de inversión.



Tren de celdas de nivel de tensión 13,8 kV dentro de las que se encuentran ciertas que fueron instaladas como parte del plan de inversión.

Celdas de nivel de tensión 13,8 kV que fueron sujetas a reemplazo por parte de AIR-E. Su disposición final se encuentra pendiente.



Subestación encapsulada tipo GIS 110/13,8 kV.

Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la *Tabla 138*, parte de los cuales fueron verificados superficialmente.

**Tabla 138** *Proyectos de Inversión Subestación veinte de julio*

Nombre de Proyecto
RCRE VTE TT TC INTEGRADOS 6UND N2 III TIPO IV
Instalación de Acople 13,8kV y Obras asociadas
Instalación de Acople 13,8kV y Obras asociadas
Instalación de Acople 13,8kV y Obras asociadas
NUEVO CIRCUITO VEINTE DE JULIO 16 SE
NUEVO CIRCUITO VEINTE DE JULIO 16 SE
NUEVO CIRCUITO VEINTE DE JULIO 17 SE
NUEVO CIRCUITO VEINTE DE JULIO 17 SE
Reemplazo de celdas 13,8kV SE Veinte de Julio
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (Transformador de corriente) EN FRONTERA COMERCIAL S/E VEINTE DE JULIO 110kV - RES 038 2014
Reposición parque a 13.8kV SE Veinte de Julio
Reposición parque a 13.8kV SE Veinte de Julio
Reposición parque a 13.8kV SE Veinte de Julio
ATLN_MACROMDR_PQ_REPOSICION_02
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR COMBINADO DE CORRIENTE Y POTENCIAL) FRONTERA COMERCIAL S/E VEINTE DE JULIO 110kV - RES 038 2014
ADICIÓN DE NUEVO EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E VEINTE DE JULIO 110kV - RES 038 2014

**Nombre de Proyecto**

3er TR SE 20 de Julio 110/13.8kV 50MVA I

Reposición Protección Electrica Tr1-Tr2 SE Vte de julio 110kV III

REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E VEINTE DE JULIO LN728 110kV - RES 038 2014

REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E VEINTE DE JULIO LN708 110kV - RES 038 2014

**Fuente:** AIR-E

- **Subestación Las Flores**

En la *Tabla 139* se presenta el registro fotográfico de la visita realizada a la Subestación Las Flores

**Tabla 139** Registro fotográfico visita Subestación Las Flores



Transformadores de 110/34,5 kV de capacidades de 50 MVA



Transformadores 34,5/13,8 de capacidad 39,15 MVA y 28 MVA.



Subestación encapsulada tipo GIS 110 kV



Subestación encapsulada tipo GIS 110 kV



Celdas de protección, control y comunicación.



Cable tipo Jumper adquirido a través del plan de inversiones y que apoya actividades de mantenimiento y ejecución de inversiones.

Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la *Tabla 140*, parte de los cuales fueron verificados superficialmente

**Tabla 140** *Proyectos de Inversión Subestación Las Flores*

Nombre de Proyecto
MÑPO FLS PROTECCION 87 B N3 IV
MÑPO FLS PROTECCION 87 B N3 IV
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E Las flores 34,5kV - RES 038 2014.
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E Las flores 34,5kV - RES 038 2014.
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E Las flores 34,5kV - RES 038 2014.
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E Las flores 34,5kV - RES 038 2014.
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (Transformador de corriente) EN FRONTERA COMERCIAL S/E LAS FLORES 110kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (Transformador de corriente) EN FRONTERA COMERCIAL S/E LAS FLORES 110kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E Las flores 34,5kV - RES 038 2014.
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E Las flores 34,5kV - RES 038 2014.

Fuente: AIR-E

- **Subestación Riomar**

En la *Tabla 141* se presenta el registro fotográfico de la visita realizada a la Subestación Riomar

**Tabla 141** Registro fotográfico visita Subestación Riomar



Transformadores 34,5/13,8 kV de capacidad 40 MVA cada uno.



Tablero diferencial de barras de 34,5 kV.



Celdas de protección y control de líneas a 13,8 kV.



Celdas de protección y control de líneas a 34,5 kV..

Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la *Tabla 142*, parte de los cuales fueron verificados superficialmente

**Tabla 142** *Proyectos de Inversión Subestación Riomar*

Nombre de Proyecto
MÑPO RIM PROTECCION 87 B N3 IV
COMPENSACION CAPACITIVA SUBESTACION RIOMAR
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) EN FRONTERA COMERCIAL S/E RIOMAR 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) EN FRONTERA COMERCIAL S/E RIOMAR 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E RIOMAR 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE POTENCIAL) EN FRONTERA COMERCIAL S/E RIOMAR 34,5kV - RES 038 2014
Calidad de Potencia Subestaciones ATL-MGD-GJR

Fuente: AIR-E

- **Subestación Norte**

A diferencia de anteriores subestaciones en las que se han hecho inversiones orientadas a reposición, repotenciación y modernización de equipos, esta subestación fue construida como parte del plan de inversión desde cero. Los equipos con los que cuenta son nuevos y de tecnología de vanguardia. Similar a esta, se encuentra la subestación Caracolí, la cual iba a ser visitada, pero por restricciones de tiempo y similitud en lo construido, se optó visitar esta subestación. En la

*Tabla 143* se presenta el registro fotográfico de la visita realizada a la Subestación Norte

**Tabla 143** Registro fotográfico visita Subestación Norte



Dos transformadores de potencia de capacidad de 30 MVA cada uno.



Celdas de medición y control.



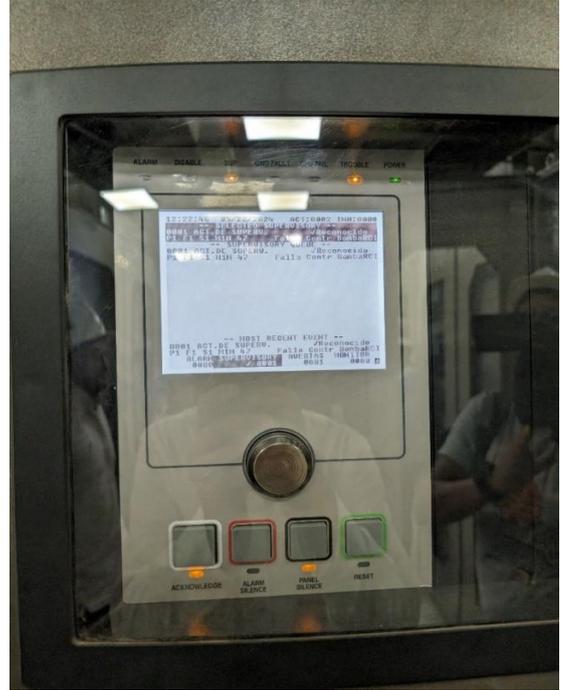
Celdas de protección y control a 13,8 kV.



Sistema de almacenamiento de la subestación para servicios auxiliares. Este se compone de un banco de baterías junto con su respectivo cargador.



Sistema automático contra incendios en transformadores. En la foto se muestra una de dos mangueras a través de la cual se dispersa líquido especializado para apagar incendios en transformadores y se activa automáticamente cuando se detectan cambios repentinos de temperatura.



Sistema automático contra incendios en transformadores. En la foto se muestra el panel de detección automática de incendios.

**Fuente:** DTGE - Visita Evaluación Integral

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la Tabla 144, parte de los cuales fueron verificados superficialmente

**Tabla 144** *Proyectos de Inversión Subestación Norte*

Nombre de Proyecto
NUEVA SE NORTE SDL Y TRASLADO DE CARGA
NUEVA SE NORTE SDL Y TRASLADO DE CARGA
NUEVO CIRCUITO NORTE 5 SE

Fuente: AIR-E

- **Subestación Silencio**

En la *Tabla 145* se presenta el registro fotográfico de la visita realizada a la Subestación Silencio.

**Tabla 145** Registro fotográfico visita Subestación Silencio



Panorámica de bahías de línea a 110 kV



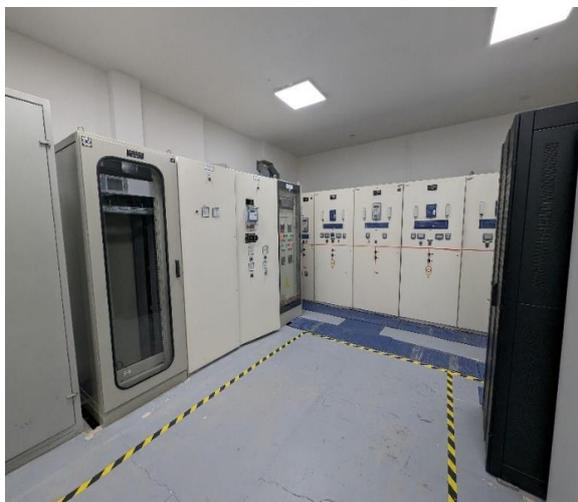
Dos transformadores de potencia 110/34,5 kV de capacidad 70 MVA cada uno.



Bahías de línea 34,5 kV con estructura en concreto tipo americana. En la fotografía se observan tres transformadores de potencia 34,5/13,8 kV de capacidades de 30, 30 y 40 MVA.



Celdas de protección y control 13,8 kV



Celdas de protección y control a 34,5 kV y servicios auxiliares.



Celdas de medición y medición diferencial, y paneles de comunicaciones.

Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la *Tabla 146*, parte de los cuales fueron verificados superficialmente

**Tabla 146** *Proyectos de Inversión Subestación Silencio*

Nombre de Proyecto
NUEVO CIRCUITO SILENCIO 11 SE
COMP. SE SILENCIO 13.8KV DE 2X 4.8MVAR
COMP. SE SILENCIO 13.8KV DE 2X 4.8MVAR
NUEVO CIRCUITO SILENCIO 12 SE
ADICIÓN DE NUEVO EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E SILENCIO 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E SILENCIO 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE POTENCIAL) EN FRONTERA COMERCIAL S/E SILENCIO 110kV - RES 038 2014
RHRB LN 709 ESTR. GUARDA SPT A N4 III
Reposición Tr4 SE Silencio 110/34.5kV 70MVA III
Reposición Tr4 SE Silencio 110/34.5kV 70MVA III
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE POTENCIAL) EN FRONTERA COMERCIAL S/E Silencio 34,5kV - RES 038 2014
Reposición Interruptor de Potencia SE SIL Bahía Línea 709
Reposición Bahía de Transformador 4 SE SIL
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E SILENCIO 110kV - RES 038 2014

Nombre de Proyecto
ADICIÓN DE NUEVO EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E SILENCIO 110kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE POTENCIAL) EN FRONTERA COMERCIAL S/E SILENCIO 110kV -2da RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE POTENCIAL) EN FRONTERA COMERCIAL S/E SILENCIO LN722 110KV
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE POTENCIAL) FRONTERA COMERCIAL S/E SILENCIO 34,5kV - RES 038 2014.
MXCT SIL GABINETE GIS N2 IV
MXCT SIL GABINETE GIS N2 IV
MXCT SIL GABINETE GIS N2 IV
Cambio de Cable 34,5 kV SE Riomar
MXCT SIL GABINETE GIS N2 IV
RHRB LN 703 ESTR. GUARDA SPT A N4 III

Fuente: AIR-E

#### 11.4. Santa Marta y cercanías

##### Medición centralizada

De camino a este barrio El Rosario, fue posible evidenciar dos sistemas de medición centralizada con blindaje de red, siendo estos expuestos en la mesa de trabajo de Gestión de Pérdidas durante el primer día de la evaluación. El registro fotográfico respectivo se presenta en la *Tabla 147*.

**Tabla 147** Registro fotográfico implementación de medición centralizada de camino al barrio El Rosario, Santa Marta, Magdalena



Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

- **Visita Barrio El Rosario**

En contraste con el barrio subnormal Los Ángeles, el proyecto del barrio El Rosario no cuenta con medición centralizada dado el rechazo por parte de la comunidad de esta solución, a pesar de la gestión que realizó la empresa al respecto. Similar al proyecto visitado durante el día 3, en este se instaló infraestructura de distribución nueva la cual fue evidenciada durante recorrido en diferentes áreas de este barrio. Se tuvieron acercamientos con algunos habitantes de este barrio, los cuales comparten que han evidenciado una mejora en la prestación del servicio, pero ven con preocupación la facturación inicial una vez se ponga en marcha el proyecto. En la

*Tabla 148* se presenta el registro fotográfico de la visita realizada al barrio El Rosario.

**Tabla 148** Registro fotográfico visita a proyecto de normalización barrio El Rosario - Santa Marta, Magdalena



Medición inteligente instalada en facha de usuario.



Medición inteligente instalada en facha de usuario.



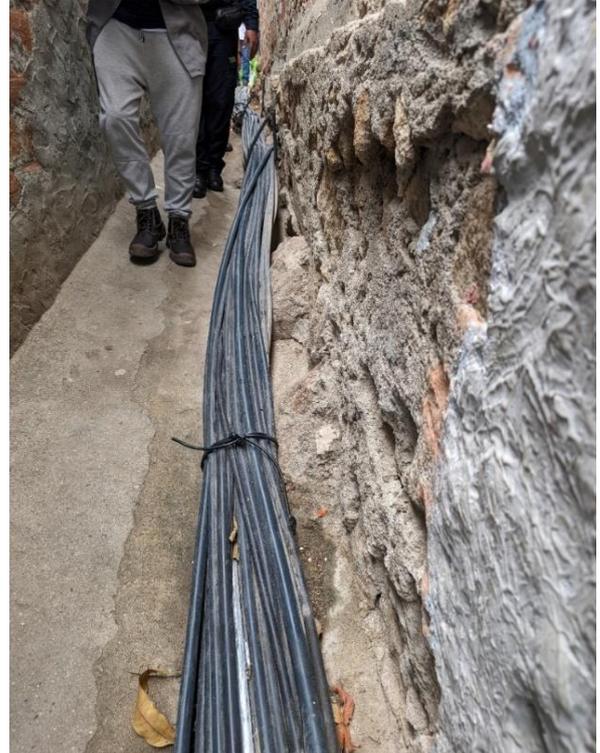
Postes de distribución y redes instalados para el proyecto.



Postes de distribución y redes instalados para el proyecto.



Situación de riesgo que deberá ser atendida por la empresa o autoridades locales.



La empresa relató que, debido a su ubicación, este barrio tiene problemas en el suministro de los servicios públicos en general, sobre todo agua. Los hogares se abastecen de este servicio a través de electrobombeo. El uso de electrobombas, así como de estufas eléctricas, representan cargas importantes en la demanda eléctrica de este barrio.

Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

La ejecución física de este proyecto está finalizada y la empresa está a la expectativa del visto bueno por parte del Ministerio para poner en marcha oficialmente el proyecto.

- **Subestación Santa Marta**

Esta subestación de transmisión es operada por Transelca y en la cual se encuentran conectados circuitos de AIR-E. Se hizo recorrido por la subestación, pero los únicos activos que son propiedad de AIR-E son los medidores asociados a las fronteras comerciales de los cuales la empresa es representante. En la *Tabla 149* se presenta el registro fotográfico de la visita realizada a la Subestación Santa Marta.

**Tabla 149** Registro fotográfico visita Subestación Santa Marta.



Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la *Tabla 150*, parte de los cuales fueron verificados superficialmente

**Tabla 150** *Proyectos de Inversión Subestación Santa Marta*

Nombre de Proyecto
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) EN FRONTERA COMERCIAL S/E SANTA MARTA 34,5kV - RES 038 2014
ADICIÓN DE NUEVO EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E SANTA MARTA 34,5kV - RES 038 2014.
ADICION DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (Transformador de corriente) EN FRONTERA COMERCIAL S/E SANTA MARTA T2 a 34.5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE POTENCIAL) EN FRONTERA COMERCIAL S/E SANTA MARTA 34,5kV - RES 038 2014
ADICIÓN DE NUEVO EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E SANTA MARTA 110kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E SANTA MARTA 220kV - RES 038 2014.

Fuente: AIR-E.

- **Subestación El Libertador**

En la *Tabla 151* se presenta el registro fotográfico de la visita realizada a la Subestación El Libertador.

**Tabla 151** Registro fotográfico visita Subestación El Libertador



Bahía de línea 110 kV



Dos transformadores de potencia de 30 MVA.



Celdas de protección y control 13,8 kV



Celdas de protección y control 13,8 kV



Celdas de protección y control 110 kV y celdas de comunicaciones y servicios auxiliares.



Patio para depósito de material.



Como parte del plan de inversión, se ejecutará durante este año la repotenciación de uno de los transformadores de esta subestación de una capacidad de 30 a 50 MVA. El transformador a ser instalado se puede evidenciar en la fotografía,



Material complementario para la ejecución del proyecto de inversión. La expectativa de puesta en operación del nuevo transformador es octubre de 2024.

Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la *Tabla 152*, parte de los cuales fueron verificados superficialmente

**Tabla 152** *Proyectos de inversión subestación El Libertador*

Nombre de Proyecto
NUEVO CIRCUITO LIBERTADOR 9 SE
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E LIBERTADOR 110kV - RES 038 2014
NUEVO CIRCUITO LIBERTADOR 9 SE
Reposición cable 13,8 kV SE Libertador
Nuevo Equipos de control SE LIBERTADOR Circuito LIBERTADOR 6

Fuente: AIR-E.

- **Subestación Manzanares**

En la *Tabla 153* se presenta el registro fotográfico de la visita realizada a la Subestación Manzanares

**Tabla 153** *Registro fotográfico Subestación Manzanares*



Celdas de protección y control 13,8 kV



Celdas de protección y control 110 kV y celdas de comunicaciones, medición y servicios auxiliares.



Bahía de línea 110, 34,5 kV y dos transformadores de 30 MVA. En la foto también se puede apreciar la torre de transmisión de que soporta el circuito de 110 kV de entrada a la subestación

Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la *Tabla 154*, parte de los cuales fueron verificados superficialmente

**Tabla 154** *Proyectos de inversión Subestación Manzanares*

Nombre de Proyecto
MWER MAZ CELDA MOVIL N4 IV
MWER MAZ GABINETES MOVILES 20MVA N3 IV

Fuente: AIR-E

- **Almacén Magdalena**

Como se destacó anteriormente, la empresa cuenta con un almacén auxiliar en la ciudad de Santa Marta que surte al departamento de Magdalena de suministros eléctricos necesarios para ejecución de plan de inversión y reposición de emergencia, cuyo registro fotográfico se presenta en la *Tabla 155*.

**Tabla 155** *Registro fotográfico almacén auxiliar Santa Marta*



Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

- **Subestación Gaira**

En la *Tabla 156* se presenta el registro fotográfico de la visita realizada a la Subestación Gaira

**Tabla 156** Registro fotográfico Subestación Manzanares



Vista panorámica de la subestación en la que se pueden observar las bahías de línea 110 kV de la subestación y transformador tridevanado.



Subestación móvil que incluye transformador 110/34,5 kV y bahía de línea.



Celdas de control y protección de circuitos a 34,5 kV y 13,8 kV.



Celdas de control y protección e circuitos a 110 kV.  
Celdas de comunicación, medición y servicios  
auxiliares



Torre de transmisión a nivel de 110 kV y proyecto de  
urbanización a las cercanías a esta torre.

Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

En esta subestación en particular se encontró una situación que representa riesgo eléctrico para usuarios y corresponde a un proyecto de urbanización que está siendo construido a las cercanías de la una torre de transmisión de 110 kV que hace parte de uno de los dos circuitos de entrada a esta subestación. De acuerdo con la empresa este proyecto fue construido ya estando la torre en operación y que las licencias de construcción fueron aprobadas a pesar del potencial riesgo. Así mismo se informa que no se incumplen con distancias de seguridad, pero si se incumplen normas en servidumbre, De esta manera, la empresa se encuentra adelantando un proceso penal al respecto.

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la *Tabla 157*, parte de los cuales fueron verificados superficialmente

**Tabla 157** *Proyectos de inversión Subestación Gaira*

Nombre de Proyecto
RJTE GAI SCC Y GP TELECONTROL III
RJTE GAI SCC Y GP TELECONTROL III
RENOVACION DE PROTECCIONES T-GAI01 110KV - GAIRA
RCRE GAI TT 6 UND N4 III
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E GAIRA 34,5kV - RES 038 2014.
RIPA GAI PROTECCIONES 57000382 N4 III
RIPA GAI PROTECCIONES 57000380 N4 III
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) FRONTERA COMERCIAL S/E Gaira 34,5kV - RES 038 2014.
REPOSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE POTENCIAL) FRONTERA COMERCIAL S/E Gaira 34,5kV - RES 038 2014.
Reposición Protección Electrica LN 578-Ln 5117 SE Gaira 34.5kV III
RIPR GAI PROTECCIONES 56700391 N3 III
RIPR GAI303 PROTECCIONES 56700471 2 III
RIPR GAI302 PROTECCIONES 56700473 2 III
RIPR GAI305 PROTECCIONES 56700470 2 III
RIPR GAI304 PROTECCIONES 56700469 2 III
Montaje TC's Celdas Cto Tamaca SE Gaira
Nuevo Equipos de control SE GAIRA Circuito RODADERO
MAGD_MACROMDR_SUBEST_REPOSICION_02

**Fuente:** AIR-E.

- **Subestación Ciénaga**

Esta subestación tiene la particularidad de que si bien ya existía previo a la entrada de operación de AIR-E, en esta solo reposaba un transformador alquilado de capacidad de 30 MVA. Como parte del plan de inversión, la empresa realizó la construcción de infraestructura necesaria (bahías de líneas, medición de potencial y corriente) para la instalación de un segundo transformador, así como el reemplazo del alquilado por uno nuevo de propiedad de la empresa, a su vez construyendo nueva infraestructura para su instalación. Así mismo, los equipos de protección y comunicaciones de la caseta de control fueron reemplazados por equipos nuevos de última tecnología. En cierta manera, esta subestación puede considerarse como una subestación que fue reconstruida a nuevo. En la *Tabla 158* se presenta el registro fotográfico de la visita realizada a la Subestación Ciénaga

**Tabla 158** Registro fotográfico Subestación Ciénaga



Vista panorámica de la subestación. En este se observan dos transformadores de 50 MVA. Al fondo a la izquierda se puede observar la bahía de línea y medición de 110 kV de uno de estos.



Caseta de control reconstruida como parte del plan de inversión.



Celdas de control y protección de circuitos a 13,8 kV.



Cabina con rectificadores de baterías. La empresa destaca que si bien por diseño solo requería un sistema de rectificación, por redundancia y posibles decidieron implementar dos.



Interfaz humano máquina (IHM) y verificación de niveles de cargabilidad de activos. Todas las subestaciones visitadas cuentan con este sistema.



Celdas de control y protección y circuitos a 110 kV. Celdas de comunicación, medición y servicios auxiliares.



En la imagen se muestra uno de los dos transformadores de 50 MVA instalados en la subestación ejecutados como parte del plan de inversión. Al fondo se puede evidenciar las bahías de línea de estos, las cuales también fueron construidas como parte del plan.

Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la *Tabla 159*, parte de los cuales fueron verificados superficialmente

**Tabla 159** *Proyectos de inversión Subestación Ciénaga*

Nombre de Proyecto
RENOVACION DE PROTECCIONES T-CIE01 110 KV - CIENAGA
RJTE CIE SCC Y GP TELECONTROL III
NUEVO CIRCUITO CIENAGA 5 SE
NUEVO CIRCUITO CIENAGA 5 SE
CIENAGA TCIE01 III CON CABLES 13.8 KV
CIENAGA TCIE01 III CON CABLES 13.8 KV
CIENAGA TCIE01 III CON CABLES 13.8 KV
RIPA CIE PROTECCIONES 57001875 N4 III
RIPR CIE304 PROTECCIONES 56700196 2 III
RIPR CIE PROTECCIONES 56700153 N2 III
RIPR CIE302 PROTECCIONES 56700191 2 III
RIPR CIE303 PROTECCIONES 56700193 2 III
MAGD_MACROMDR_SUBEST_REPOSICION_01
Reposición primer tramo Cto Cienga Sur
2DO TR SE CIÉNAGA 110/13.8KV DE 50MVA
2DO TR SE CIÉNAGA 110/13.8KV DE 50MVA

Fuente: AIR-E.

### 11.3 Guajira y cercanías

- **Subestación Riohacha**

Esta subestación ha sido participe de convocatorias UPME del STR. Además de AIR-E, existen dos agentes adicionales, por un lado, CELSIA con un banco de compensación en 110 kV y dos bahías de línea, las cuales opera AIR-E. Por el otro, el transmisor regional ELECNORTE, construyó las líneas Cuestecitas-Riohacha y Riohacha-Maicao, las cuales fueron vendidas a LA GEB. Dicha subestación se alimenta desde la Subestación Cuestecitas que hace parte del STR. En la *Tabla 160* se presenta el registro fotográfico de la Subestación Riohacha

**Tabla 160** *Registro fotográfico Subestación Riohacha*

Visita Subestación Riohacha Patio de maniobras e ingreso a subestación
--





Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la Tabla 161, parte de los cuales fueron verificados superficialmente

**Tabla 161** *Proyectos de inversión Subestación Riohacha*

Nombre de Proyecto
ADICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E CUESTECITAS 34,5kV - RES 038 2014.
ADICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) EN FRONTERA COMERCIAL CUESTECITAS LN740 110 KV
ADICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) EN FRONTERA COMERCIAL CUESTECITAS LN741 110 KV
ADICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR COMBINADO) EN FRONTERA COMERCIAL CUESTECITAS 110 KV
2DO TR SE MAICAO 110/13.8KV 30MVA
2DO TR SE MAICAO 110/13.8KV 30MVA
NUEVO CIRCUITO MAICAO 7 REDES
Nuevo Equipos de control SE MAICAO Circuito MAICAO 6
Mejoramiento Red Maicao 6 13.8 kV III
Mejoramiento Red Maicao 6 13.8 kV III
REPOSICIÓN DE LN Y CTO DISTRIBUCION MAICAO 7 13.8 KV III
REPOSICIÓN DE LN Y CTO DISTRIBUCION MAICAO 7 13.8 KV III

Nombre de Proyecto
Reposición de In y cto distribución MAICAO 1 13.8 kV
Reposición de In y cto distribución MAICAO 7 13.8 kV
NUEVO CIRCUITO MAICAO 7 SE
NUEVO CIRCUITO MAICAO 7 SE
NUEVO CIRCUITO MAICAO 7 SE
Mejoramiento Red Maicao 6 13.8 kV III
Mejoramiento Red Maicao 6 13.8 kV III
Mejoramiento Red Maicao 6 13.8 kV III
Reposición de In y cto distribución MAICAO 4 13.8 kV
Reposición de In y cto distribución MAICAO 4 13.8 kV
Reposición y/o cambio de conductor ACSR MAICAO 1 13.8 kV VIII 13.8 kV III
Reposición y/o cambio de conductor ACSR MAICAO 1 13.8 kV VIII 13.8 kV III
REPOSICION MAICAO 1 2023
REPOSICION MAICAO 1
5to Tr SE Riohacha 110/13.8kV 50MVA II
Reposición de In y cto distribución RIOHACHA 1 13.8 kV
Reposición de In y cto distribución RIOHACHA 1 13.8 kV
Reposición de In y cto distribución RIOHACHA 5 13.8 kV
Reposición de In y cto distribución RIOHACHA 6 13.8 kV
Reposición de In y cto distribución RIOHACHA 8 13.8 kV
MÑPA RCH PROTECCION 87 B N4 IV
Mejoramiento Red Riohacha 8 13.8 kV III
Mejoramiento Red Riohacha 8 13.8 kV III
Mejoramiento Red Riohacha 8 13.8 kV III
Mejoramiento Red Riohacha 5 13.8 kV III
Mejoramiento Red Riohacha 5 13.8 kV III
Mejoramiento Red Riohacha 6 13.8 kV III
Montaje TC's Celda de Llegada Trafo 5 SE Riohacha 13.8 kV
Reposición TC's Trafo 1 SE Riohacha 13.8 Kv
Reposicion de Cables de Llegada de T2 34.5kV S/E San Juan
T SJU01 III 20 MVA 110 34.5 13.8 KV
ADICIÓN DE NUEVO TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE POTENCIAL) EN FRONTERA COMERCIAL S/E SAN JUAN 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) EN FRONTERA COMERCIAL S/E SAN JUAN 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) EN FRONTERA COMERCIAL S/E SAN JUAN 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E SAN JUAN 110kV - RES 038 2014.

Fuente: AIR-E.

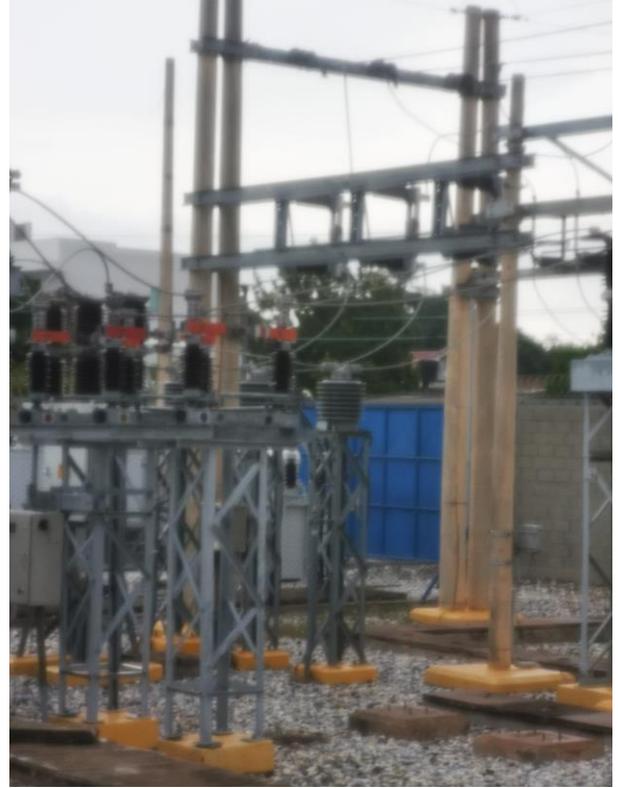
- **Subestación San Juan**

Esta subestación hace parte del STR, se alimenta desde la línea 748 propiedad de AFINIA desde la subestación Valledupar de Transelca. La subestación posee dos bahías de transformación y dos transformadores en paralelo. Dichos transformadores son tridevanados 100/34.5-13.8 kV conectados en paralelo con capacidades de 50 MVA y 20 MVA, los cuales están conectados en los tres niveles de tensión; a nivel de 34,5 kV salen dos líneas, mientras que a nivel de 13.8 kV salen cuatro circuitos.

En la *Tabla 162* se presenta el registro fotográfico de la Subestación Riohacha

**Tabla 162** Registro fotográfico Subestación San Juan  
Visita Subestación San Juan Patio de maniobras





Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la *Tabla 163* parte de los cuales fueron verificados superficialmente

**Tabla 163** *Proyectos de inversión Subestación San Juan*

Nombre de Proyecto
Reposicion de Cables de Llegada de T2 34.5kV S/E San Juan
T SJU01 III 20 MVA 110 34.5 13.8 KV
ADICIÓN DE NUEVO TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE POTENCIAL) EN FRONTERA COMERCIAL S/E SAN JUAN 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) EN FRONTERA COMERCIAL S/E SAN JUAN 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) EN FRONTERA COMERCIAL S/E SAN JUAN 34,5kV - RES 038 2014
REPOSICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E SAN JUAN 110kV - RES 038 2014.

Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

- **Subestación Maicao**

En esta subestación se tienen dos agentes CELSIA y GEB; CELSIA con un banco de compensación y barraje de 110 kV, así como una bahía de la línea 740 Cuestecitas-Maicao (propiedad de AIR-E). Cabe resaltar que, antes que llegaran los proyectos por convocatoria, la subestación Maicao solamente tenía una bahía línea-transformador. Posteriormente con los proyectos de convocatoria ELEC NORTE construyó la segunda línea (línea 787) Riohacha-Maicao, hoy propiedad de GEB. AIR-E opera los activos de los dos agentes antes mencionados. En la *Tabla 164* se presenta el registro fotográfico de la Subestación Maicao

**Tabla 164** Registro fotográfico Subestación Maicao

Visita Subestación Maicao Patio de maniobras





Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la *Tabla 165* parte de los cuales fueron verificados superficialmente

**Tabla 165** *Proyectos de inversión Subestación Maicao*

Nombre de Proyecto
2DO TR SE MAICAO 110/13.8KV 30MVA
2DO TR SE MAICAO 110/13.8KV 30MVA
NUEVO CIRCUITO MAICAO 7 REDES
Nuevo Equipos de control SE MAICAO Circuito MAICAO 6
Mejoramiento Red Maicao 6 13.8 kV III
Mejoramiento Red Maicao 6 13.8 kV III
REPOSICIÓN DE LN Y CTO DISTRIBUCION MAICAO 7 13.8 KV III
REPOSICIÓN DE LN Y CTO DISTRIBUCION MAICAO 7 13.8 KV III
Reposición de ln y cto distribución MAICAO 1 13.8 kV
Reposición de ln y cto distribución MAICAO 7 13.8 kV
NUEVO CIRCUITO MAICAO 7 SE
NUEVO CIRCUITO MAICAO 7 SE
NUEVO CIRCUITO MAICAO 7 SE
Mejoramiento Red Maicao 6 13.8 kV III
Mejoramiento Red Maicao 6 13.8 kV III
Mejoramiento Red Maicao 6 13.8 kV III
Reposición de ln y cto distribución MAICAO 4 13.8 kV
Reposición de ln y cto distribución MAICAO 4 13.8 kV

Nombre de Proyecto
Reposición y/o cambio de conductor ACSR MAICAO 1 13.8 kV VIII 13.8 kV III
Reposición y/o cambio de conductor ACSR MAICAO 1 13.8 kV VIII 13.8 kV III
REPOSICION MAICAO 1 2023
REPOSICION MAICAO 1

Fuente: AIR-E

- **Subestación Cuestecitas**

En esta subestación operada por ISA Transelca, solamente el transformador 5 nivel 34,5 kV/13,8 kV es propiedad de AIR-E, con capacidad de 7 a 9,3 MVA. Desde dicha subestación se derivan dos circuitos a 13,8 kV que son los circuitos Albania y Cuestecitas rural. En la *Tabla 166* se presenta el registro fotográfico de la Subestación Cuestecitas.

**Tabla 166** Registro fotográfico Subestación Cuestecitas

Visita Subestación Cuestecitas Patio de maniobras y cuarto de operaciones





Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

La empresa reporta que en esta subestación se encuentran ubicados los proyectos de inversión ejecutados presentados en la *Tabla 167* parte de los cuales fueron verificados superficialmente

**Tabla 167** *Proyectos de Inversión Subestación Cuestecitas*

Nombre de Proyecto
ADICIÓN DE EQUIPO DE MEDIDA (MEDIDOR) FRONTERA COMERCIAL S/E CUESTECITAS 34,5kV - RES 038 2014.
ADICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) EN FRONTERA COMERCIAL CUESTECITAS LN740 110 KV
ADICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE) EN FRONTERA COMERCIAL CUESTECITAS LN741 110 KV
ADICIÓN DE TRANSFORMADOR DE MEDIDA (TRANSFORMADOR COMBINADO) EN FRONTERA COMERCIAL CUESTECITAS 110 KV

Fuente: AIR-E.

Elaboro:

Equipo Evaluación integral (Relacionados en Numeral 10.2)

Revisó:

Camila Andrea Parada Sánchez – Profesional Especializado DTGE  
Luisa Fernanda Sánchez Gómez – Profesional Especializado DTGE

Aprobó:

Omar Camilo López López - Director Técnico de Gestión de Energía - DTGE

Expediente No. 2024220380800252E