



La fuerza que transforma

**INFORME**  
*de ejecución*  
**PLAN DE INVERSIONES**

1 2 3



## TABLA DE CONTENIDO

GLOSARIO	5
INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN 2023	6
1. RESUMEN EJECUTIVO	7
1.1 SAIDI Y SAIFI	8
1.2. GESTIÓN DE ACTIVOS	9
2. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS	11
3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO	12
3.1. GENERALIDADES	12
3.2. SISTEMA ELÉCTRICO	14
3.3. SOLICITUDES DE CONEXIÓN DE PROYECTOS DE AUTOGENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA	15
4. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO	16
5. AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO	19
5.1. DURACIÓN Y FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES	19
5.2. CALIDAD INDIVIDUAL	21
6. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN	24
7. INVERSIONES ASOCIADAS AL ESQUEMA DE CALIDAD DEL SERVICIO.	30
8. INVERSIONES EN REDUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS	31
9. UC ESPECIALES	38

## LISTADO DE FIGURAS

<b>Figura 1</b>	Resumen de inversiones ejecutadas para el año 2023, por Nivel de tensión, Categoría de activo y Tipo de Inversión.	7
<b>Figura 1.1</b>	Resumen de inversiones ejecutadas para el año 2023, por departamento.	7
<b>Figura 1.2</b>	Resumen de inversiones ejecutadas para el año 2023, por clase de inversión.	
<b>Figura 2</b>	Evolución del Indicador SAIDI y SAIFI desde el año 2019 al 2023.	8
<b>Figura 3</b>	Movilización del nivel de madurez de los 27 requerimientos de la ISO 55001: 2014 respecto a la evaluación realizada con corte en el 2021, lo obtenido en el año 2023 y lo que se ejecutará en el 2024 -2025.	8
<b>Figura 4</b>	Certificado del Sistema de Gestión de Activos. Vigencia 2022 a 2025.	9
<b>Figura 5</b>	Municipios de atención de Air-e por territorial para el año 2023.	11
<b>Figura 6</b>	Resumen total de usuarios por territorial a corte de diciembre 2023.	12
<b>Figura 6.1</b>	Clasificación de usuarios por estratificación.	12
<b>Figura 6.2</b>	Total de usuarios subnormales y comerciales.	12
<b>Figura 7</b>	Categorización de usuarios.	12
<b>Figura 8</b>	Total de subestaciones por territorial para el año 2023	13
<b>Figura 8.1</b>	Cantidad de líneas y Circuitos para el año 2023.	13
<b>Figura 8.2</b>	Longitud de red para el año 2023.	13
<b>Figura 9</b>	Solicitudes de Conexión proyectos de autogeneración y generación distribuida para el año 2023	14
<b>Figura 10</b>	Detalle de inversión aprobada	15
<b>Figura 11</b>	Resumen Plan de Inversión Aprobado 2022 – 2026	16
<b>Figura 12</b>	Ejecución real frente a la variable CRR	17

<b>Figura 13</b>	<i>Comparativo entre el indicador de calidad SAIDI con respecto a la meta anual.</i>	18
<b>Figura 14</b>	<i>Comparativo entre el indicador de calidad SAIFI con respecto a la meta anual.</i>	19
<b>Figura 15</b>	<i>Grupos de calidad.</i>	20
<b>Figura 16</b>	<i>Metas de calidad individual.</i>	21
<b>Figura 17</b>	<i>Resumen de inversiones aprobadas y ejecutadas para el año 2023, por categoría de activo y nivel de tensión.</i>	24
<b>Figura 18.</b>	<i>Senda de reducción de pérdidas aprobada Resolución CREG 078 de 2021</i>	20
<b>Figura 19.</b>	<i>Evolución índice de pérdidas del 2017 al 2023</i>	26
<b>Figura 20</b>	<i>Criticidad en subestaciones del SDL</i>	32
<b>Figura 21.</b>	<i>Criticidad en circuitos del SDL</i>	33
<b>Figura 22</b>	<i>Antigüedad de transformadores de potencia</i>	33
<b>Figura 23.</b>	<i>Antigüedad de Bahías y Celdas.</i>	33
<b>Figura 24.</b>	<i>Equipos con mayor obsolescencia en transformadores de potencia.</i>	34
<b>Figura 25.</b>	<i>Perfil de obsolescencia en transformadores de Potencia.</i>	34
<b>Figura 26.</b>	<i>Equipos con mayor obsolescencia en bahías y celdas de subestaciones.</i>	34
<b>Figura 27</b>	<i>Perfil de obsolescencia en bahías y celdas de subestaciones.</i>	35
<b>Figura 28</b>	<i>Ejecución en valores y cantidades de UC especiales aprobadas en el plan de inversiones 2020-2025.</i>	37

## GLOSARIO

**Activos:** Son aquellos activos eléctricos que forman parte de un sistema utilizado de forma permanente en la actividad de distribución de energía eléctrica.

**Niveles de Tensión:** Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.

Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

**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.

**Tipo de inversión I:** Son proyectos de inversión motivados en la atención de la demanda que ocasionan el reemplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema.

**Tipo de inversión II:** Proyectos de inversión motivados en la atención de la demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de los existentes.

**Tipo de inversión III:** Proyectos de inversión no motivados por la demanda que reemplazan activos existentes.

**Tipo de inversión IV:** Proyectos de inversión no motivados por la demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.

**Unidad Constructiva (UCC):** 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 de los STR (Sistema de Transmisión Regional) o SDL (Sistema de Distribución Local).

# INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN 2023

La energía desempeña un papel fundamental en la sociedad moderna, siendo un elemento imprescindible que impulsa el desarrollo económico, social y tecnológico. Desde iluminar nuestros hogares y calles hasta el funcionamiento de industrias y centros de atención médica. Además, la energía no solo asegura la funcionalidad de nuestras comunidades, sino que también mejora directamente la calidad de vida al proporcionar condiciones básicas de subsistencia y confort en los hogares.

Nuestro objetivo principal siempre ha sido satisfacer las necesidades de nuestros clientes y construir una relación de completa confianza. Queremos garantizar el suministro de energía eléctrica a cada habitante de los departamentos del Atlántico, Magdalena y La Guajira, parte de nuestra valiosa comunidad, que suman más de 5 millones de habitantes.

Conscientes de nuestra responsabilidad en la mejora de la calidad del servicio, Air-e S.A.S E.S.P presenta los resultados de las inversiones realizadas en el 2023, materializadas en 390 proyectos exitosos. Nos enfocamos en fortalecer la confiabilidad de nuestra red, reducir las fallas y minimizar las pérdidas. Esto implicó aumentar nuestra capacidad para satisfacer la creciente demanda, aliviar la sobrecarga en los circuitos, líneas y transformadores, así como la expansión de nuestra infraestructura eléctrica. Además, realizamos intervenciones y reposiciones de equipos obsoletos para incorporar las últimas tecnologías disponibles.

En Air-e, estamos comprometidos con el bienestar de nuestros clientes y con proporcionarles una experiencia de servicio excepcional. Cada inversión que realizamos tiene como objeto mejorar su calidad de vida y tener un suministro de energía confiable y seguro. Nos motiva seguir trabajando juntos para construir un futuro más brillante y sostenible para todos.

## 1. RESUMEN EJECUTIVO

Fundamentado en la mejora de calidad del servicio de energía eléctrica percibido por los usuarios, en el año 2023, Air-e realizó inversiones por un monto de 81,190 millones [COP/UUCC dic 2017]. Estas inversiones ejecutadas fueron priorizadas de acuerdo con su impacto en la cargabilidad de los activos, la confiabilidad del suministro y la disminución de las pérdidas. Esto es, adecuar e instalar nuevos equipos en aquellos sectores con mayor reporte de interrupciones con el fin de mejorar la prestación del servicio.

Asimismo, dentro del alcance de estas inversiones, se tiene la instalación de nuevas redes, circuitos y equipos tecnológicos, para la atención de nuevas solicitudes para la prestación del servicio de energía.

A continuación, se presenta el resumen de las inversiones realizadas por nivel de tensión, categoría de activos y tipo de inversión en el año 2023.

**Figura 1.** Resumen de inversiones ejecutadas para el año 2023, por Nivel de tensión, Categoría de activo y Tipo de Inversión (UUCC CREG Dic 2017). Valores aproximados a millones (MCOP).

NIVEL 4		Tipo inversión				Total
Categoría	Descripción	I	II	III	IV	
1	Transformadores de potencia	-	-	-	-	-
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	-	-	-	-
4	Equipos de control y comunicaciones	-	-	-	-	-
5	Equipos de subestación	-	-	-	-	-
6	Otros activos subestación	-	-	-	-	-
7	Líneas aéreas	-	-	-	643	643
8	Líneas subterráneas	-	-	4,092	-	4,092
9	Equipos de línea	-	-	-	-	-
10	Centro de control	-	-	5,137	2,945	8,082
Total NIVEL 4		-	-	9,229	3,588	12,817

NIVEL 3		Tipo inversión				Total
Categoría	Descripción	I	II	III	IV	
1	Transformadores de potencia	-	-	-	-	-
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	-	29	-	29
4	Equipos de control y comunicaciones	-	111	140	69	320

5	Equipos de subestación	-	-	71	27	98
6	Otros activos subestación	-	-	-	-	-
7	Líneas aéreas	3	2,598	406	807	3,813
8	Líneas subterráneas	-	137	195	51	384
9	Equipos de línea	-	89	-	3,222	3,311
10	Centro de control	-	-	5,137	2,945	8,082
Total NIVEL 3		3	2,935	5,979	7,120	16,036

NIVEL 2		Tipo inversión				Total
Categoría	Descripción	I	II	III	IV	
1	Transformadores de potencia	-	-	-	-	-
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	-	13	-	13
4	Equipos de control y comunicaciones	-	-	151	188	339
5	Equipos de subestación	-	-	-	2,984	2,984
6	Otros activos subestación	-	-	-	-	-
7	Líneas aéreas	598	3,420	3,905	4,849	12,771
8	Líneas subterráneas	94	2,959	983	506	4,542
9	Equipos de línea	4	540	294	1,077	1,915
10	Centro de control	-	-	5,137	2,945	8,082
Total NIVEL 2		696	6,919	10,483	12,549	30,646

NIVEL 1		Tipo inversión				Total
Categoría	Descripción	I	II	III	IV	
11	Transformadores de distribución	244	8,754	7,390	4,055	20,443
12	Redes de distribución	-	166	124	959	1,249
Total NIVEL 1		244	8,920	7,513	5,014	21,692

Figura 1.1. Resumen de inversiones ejecutadas para el año 2023, por clase de inversión. (UCC CREG Dic 2017). Valores aproximados a millones (MCOP).

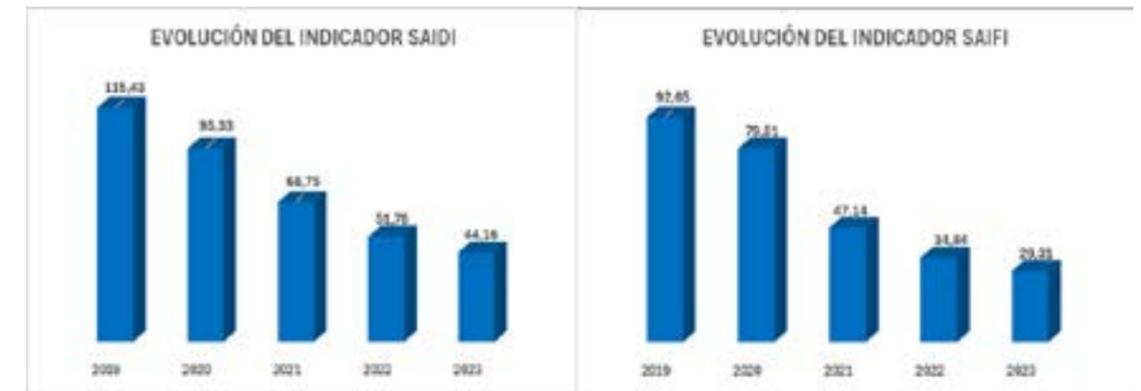
Clase de Inversión	\$Total Inversión
Calidad del Servicio	\$ 34.449.628.809,72
Expansión	\$ 19.652.985.823,16
Reducción y Mantenimiento de Pérdidas	\$ 10.576.593.053,17
Reposición	\$ 16.511.372.146,06
<b>Total general</b>	<b>\$ 81.190.579.832,12</b>

### 1.1 SAIDI Y SAIFI

En un comparativo entre los resultados del año 2019 frente al 2023, se tiene que, las decisiones de inversión en nuevos activos eléctricos y el incremento en la operativa en mantenimientos y atención de daños por parte de Air-e, contribuyó a la reducción de la duración de las interrupciones en un 62% y la frecuencia de estas en un 68%, garantizando

una mayor calidad de vida de los usuarios del Atlántico, La Guajira y Magdalena. Para el año 2023, se logró reducir los indicadores SAIDI y SAIFI incluso por debajo de la meta establecida por el regulador para el año 2030.

Figura 2. Evolución del Indicador SAIDI y SAIFI desde el año 2019 al 2023.



### 1.2. GESTIÓN DE ACTIVOS

En cuanto a la implementación del sistema de gestión de activos, Air-e consiguió avanzar de un nivel de madurez de 1,72 (consciente) en el año 2021 a un nivel 3,00 (competente) en el año 2022 y como resultado obtuvo la certificación en Sistemas de gestión de activos, con cero no conformidades; demostrando así que la compañía cumple con los requisitos establecidos en la Norma ISO 55001: 2014. Es importante resaltar que el plazo otorgado a los Operadores de Red para obtener la certificación fue de cinco (5) años a partir de la entrada en operación; por lo tanto, es un gran logro que la compañía obtuvo al certificarse en menos de dos años.

A continuación, se presenta un esquema del proceso de desarrollo de la madurez del Sistema de Gestión de activos.

Figura 3. Movilización del nivel de madurez de los 27 requerimientos de la ISO 55001: 2014 respecto a la evaluación realizada con corte en el 2021, lo obtenido en el año 2023 y lo que se ejecutará en el 2024 -2025.



### 3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO

#### 3.1. GENERALIDADES

Air-e S.A. E.S.P., es una empresa de servicios públicos de naturaleza privada, dedicada a desarrollar las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica, con presencia en los departamentos del Atlántico, Magdalena y La Guajira, con cobertura en 57 municipios. A continuación, se presentan los municipios atendidos por Air-e.

Figura 5. Municipios de atención de Air-e por territorial para el año 2023.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
ATLÁNTICO	BARANOA	MAGDALENA	ARACATACA	LA GUAJIRA	ALBANIA
	BARRANQUILLA		CERRO SAN ANTONIO		BARRANCAS
	CAMPO DE LA CRUZ		CHIBOLO		DIBULLA
	CANDELARIA		CIÉNAGA		DISTRACCIÓN
	GALAPA		CONCORDIA		EL MOLINO
	JUAN DE ACOSTA		EL PIÑÓN		FONSECA
	LURUACO		EL RETÉN		HATONUEVO
	MALAMBO		FUNDACIÓN		LA JAGUA DEL PILAR
	MANATI		PEDRAZA		MAICAO
	PALMAR DE VARELA		PIVIJAY		MANAURE
	PIOJO		PLATO		RIOHACHA
	POLONUEVO		PUEBLO VIEJO		SAN JUAN DEL CESAR
	PONEDERA		REMOLINO		URIBIA
	PUERTO COLOMBIA		SALAMINA		URUMITA
	REPELÓN		SANTA MARTA		VILLANUEVA
	SABANAGRANDE		SITIONUEVO		
	SABANALARGA		TENERIFE		
	SANTA LUCIA		ZAPAYÁN		
	SANTO TOMAS		ZONA BANANERA		
	SOLEDAD				
	SUAN				
	TUBARÁ				
	USIACURÍ				
<b>Total Departamento</b>	<b>23</b>	<b>Total Departamento</b>	<b>19</b>	<b>Total Departamento</b>	<b>15</b>

**TOTAL MUNICIPIOS CON COBERTURA AIR-E 2023: 57**

A corte de diciembre de 2023, Air-e OR atendió cerca de 1.365.076 usuarios, de los cuales, aproximadamente el 59.93% se ubicaron en el departamento del Atlántico, 25.74% en el Magdalena, 14.31% en La Guajira y 0.02% en Bolívar.

Por otro lado, la demanda comercial de Air-e para el año 2023 fue de 8,856 GWh y una potencia máxima alcanzada en agosto de 2023 de 1490 MW.

Figura 6. Resumen total de usuarios por territorial a corte de diciembre 2023.

TERRITORIAL	TOTAL DE USUARIOS A 2023
ATLÁNTICO	818.058
LA GUAJIRA	195.334
MAGDALENA	351.365
BOLIVAR	319
<b>TOTAL</b>	<b>1.365.076</b>

Figura 6.1 Clasificación de usuarios por estratificación.

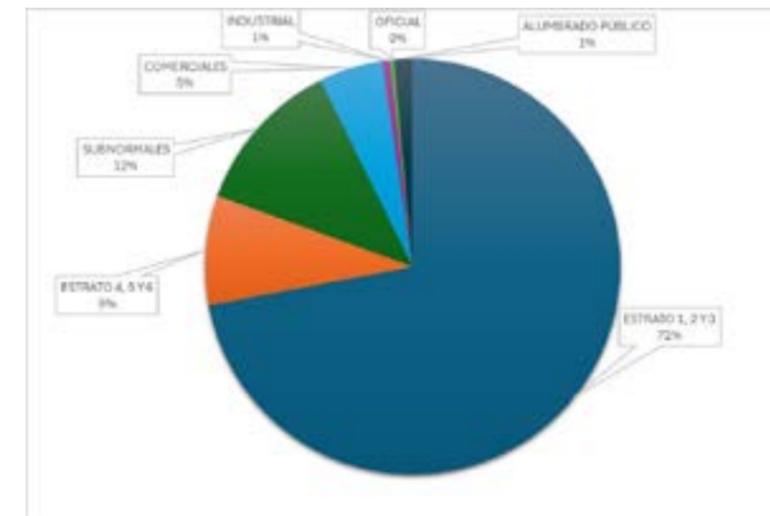
ESTRATIFICACIÓN	TOTAL DE USUARIOS A 2023
ESTRATO 1, 2 Y 3	983.009
ESTRATO 4, 5 Y 6	116.398

Figura 6.2 Total de usuarios subnormales y comerciales.

CLASIFICACIÓN	TOTAL DE USUARIOS A 2023
SUBNORMALES	165.554
COMERCIALES	68.113
INDUSTRIAL	8.334
OFICIALES	4.049
ALUMBRADO PÚBLICO	19.619

A continuación, se presenta la categorización de los usuarios para el año 2023:

Figura 7. Total de usuarios por categorización a corte de diciembre 2023.



### 3.2. SISTEMA ELÉCTRICO

El Sistema de Distribución operado por Air-e está compuesto por 62 subestaciones con activos de uso general y con capacidad de transformación AT-AT de 220 [kV] a 110 [kV] de 2415 [MVA], de AT-MT de 2235 [MVA] y de MT-MT de 839 [MVA]. En los tres departamentos se distribuyen estas subestaciones como se muestra en la Figura 8.

Figura 8. Total de subestaciones por territorial para el año 2023.

TERRITORIAL	CANTIDAD DE SUBESTACIONES
ATLÁNTICO	29
LA GUAJIRA	13
MAGDALENA	20
<b>TOTAL</b>	<b>62</b>

A continuación, se presentan las cantidades de líneas, circuitos y redes por nivel de tensión.

Figura 8.1. Cantidad de líneas y Circuitos para el año 2023.

LÍNEAS Y CIRCUITOS	CANTIDAD AL AÑO 2023
Líneas N4	38
Líneas N3	55
Circuitos N2	285
<b>TOTAL</b>	<b>378</b>

Figura 8.2. Longitud de red para el año 2023.

LÍNEAS Y CIRCUITOS	LONGITUD (km)
Kilómetro de red nivel de tensión N4	554
Kilómetro de red nivel de tensión N3	864
Kilómetro de red nivel de tensión N2	9.513
<b>TOTAL</b>	<b>10.931</b>

### 3.3. SOLICITUDES DE CONEXIÓN DE PROYECTOS DE AUTOGENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Respecto a las solicitudes de conexión de proyectos de autogeneración y generación distribuida recibidos en el año 2023, se observa un incremento de 533 solicitudes simplificadas recibidas frente al año 2022. Este crecimiento se debe a las dinámicas del mercado en torno al uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable - FNCER, y a la promoción y acompañamiento de Air-e para el desarrollo de proyectos de autogeneración, acorde a las necesidades energéticas de los usuarios.

Figura 9. Solicitudes de Conexión proyectos de autogeneración y generación distribuida para el año 2023.

CANTIDADES DESDE 01 DE ENERO 2023 AL 31 DICIEMBRE 2023	TOTAL
Solicitudes simplificadas recibidas	860

NIVEL DE TENSIÓN	CANTIDADES SEGÚN EL NIVEL DE TENSIÓN	CAPACIDAD INSTALADA O NOMINAL [MW]	POTENCIA MAXIMA DECLARADA [MW]
<b>1</b>	393	28,367	18,980
<b>2</b>	467	397,828	299,956
<b>3</b>	NP	NP	NP



## 4.RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO

En la Figura 10, se presenta el detalle de las inversiones aprobadas por la CREG para el año 2023, agrupadas por categoría de activos, nivel de tensión y tipo de inversión, conforme a lo dispuesto por la Resolución CREG 501 056 de 2022.

**Figura 10. Detalle de Inversión aprobada. Res. 501 056 de 20223- Valores expresados en MCO.**

NIVEL 4		Tipo inversión				Total
categoria	Descripción	I	II	III	IV	
1	Transformadores de potencia	-	-	11,694,182,000	-	11,694,182,000
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	4,230,214,000	2,593,876,919	-	6,824,090,919
4	Equipos de control y comunicaciones	-	3,999,680,000	1,697,897,000	2,539,289,000	8,236,866,000
5	Equipos de subestación	101,646,000	2,439,504,000	2,032,920,000	609,876,000	5,183,946,000
6	Otros activos subestación	20,070,000	11,220,910,000	30,105,000	12,915,812,746	24,186,897,746
7	Líneas aéreas	-	11,217,115,100	21,061,578,391	7,534,854,600	39,813,548,091
8	Líneas subterráneas	4,092,082,150	4,472,604,100	-	1,286,724,600	9,851,410,850
9	Equipos de línea	-	-	-	-	-
10	Centro de control	-	5,956,750,667	9,428,698,133	6,487,688,958	21,873,137,758
Total NIVEL 4		4,213,798,150	43,536,777,867	48,539,257,443	31,374,245,904	127,664,079,363

NIVEL 3		Tipo inversión				Total
categoria	Descripción	I	II	III	IV	
1	Transformadores de potencia	-	20,532,707,500	6,885,366,000	-	27,418,073,500
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	4,898,607,580	19,451,742,076	8,831,924,957	27,037,074,125	60,219,348,739
4	Equipos de control y comunicaciones	1,071,000	4,020,943,000	1,002,948,000	4,951,280,000	9,976,242,000
5	Equipos de subestación	53,172,000	916,592,000	883,672,000	253,278,000	2,106,714,000
6	Otros activos subestación	20,070,000	2,793,066,000	69,142,000	2,809,319,000	5,691,597,000
7	Líneas aéreas	-	6,612,990,993	11,166,995,005	59,199,553,577	76,979,539,575
8	Líneas subterráneas	-	9,264,014,530	1,018,893,050	1,662,444,900	11,945,352,480
9	Equipos de línea	-	64,760,000	693,189,000	6,572,780,000	7,330,729,000
10	Centro de control	-	5,956,750,667	9,428,698,133	6,487,688,958	21,873,137,758
Total NIVEL 3		4,972,920,580	69,613,566,766	39,980,828,146	108,973,418,560	223,540,734,051

NIVEL 2		Tipo inversión				Total
categoria	Descripción	I	II	III	IV	
1	Transformadores de potencia	8,147,199,000	47,013,244,000	11,569,797,100	2,136,312,500	68,866,552,600
2	Compensación reactiva	-	-	-	700,440,798	700,440,798
3	Bahías y celdas	4,789,584,000	38,022,105,924	8,611,163,424	20,007,194,000	71,430,047,347
4	Equipos de control y comunicaciones	29,058,000	9,213,996,223	1,035,273,000	14,680,215,084	24,958,542,307
5	Equipos de subestación	22,284,000	938,873,000	161,559,000	8,787,964,000	9,910,680,000
6	Otros activos subestación	105,680,000	7,319,925,000	286,935,000	3,066,212,000	10,778,752,000

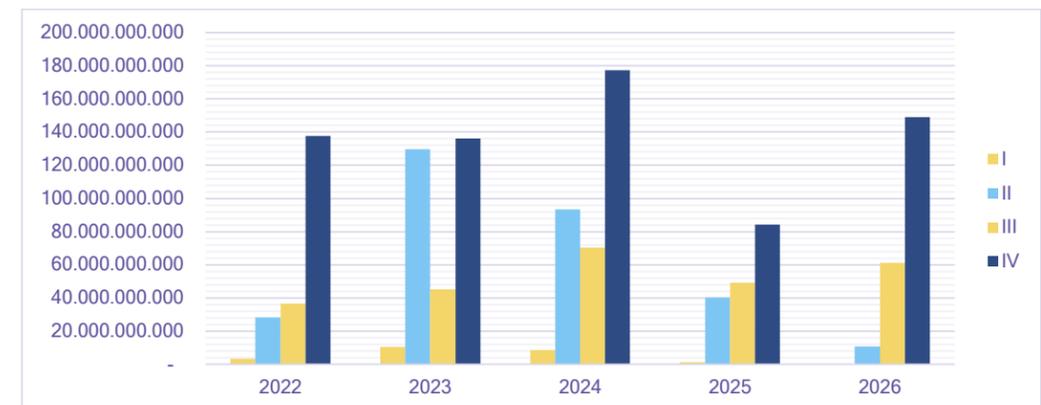
7	Líneas aéreas	1,252,775,670	60,503,471,205	105,613,339,500	276,210,546,913	443,580,133,288
8	Líneas subterráneas	-	13,969,290,335	18,222,148,144	11,665,274,014	43,856,712,493
9	Equipos de línea	115,056,000	5,978,128,000	14,365,092,000	19,195,427,000	39,653,703,000
10	Centro de control	-	5,956,750,667	9,428,698,133	6,487,688,958	21,873,137,758
Total NIVEL 2		14,461,636,670	188,915,784,353	169,294,005,301	362,937,275,267	735,608,701,591

NIVEL 1		Tipo inversión				Total
categoria	Descripción	I	II	III	IV	
11	Transformadores de distribución	-	-	1,257,212,000	130,617,473,000	131,874,685,000
12	Redes de distribución	-	34,509,191	2,887,733,922	50,430,923,794	53,353,166,906
Total NIVEL 1		-	34,509,191	4,144,945,922	181,048,396,794	185,227,851,906

**Figura 11. Resumen Plan de Inversión Aprobado 2022 – 2026 por año, por tipo de inversión y nivel de tensión. Valores Expresados en MMCOP.**

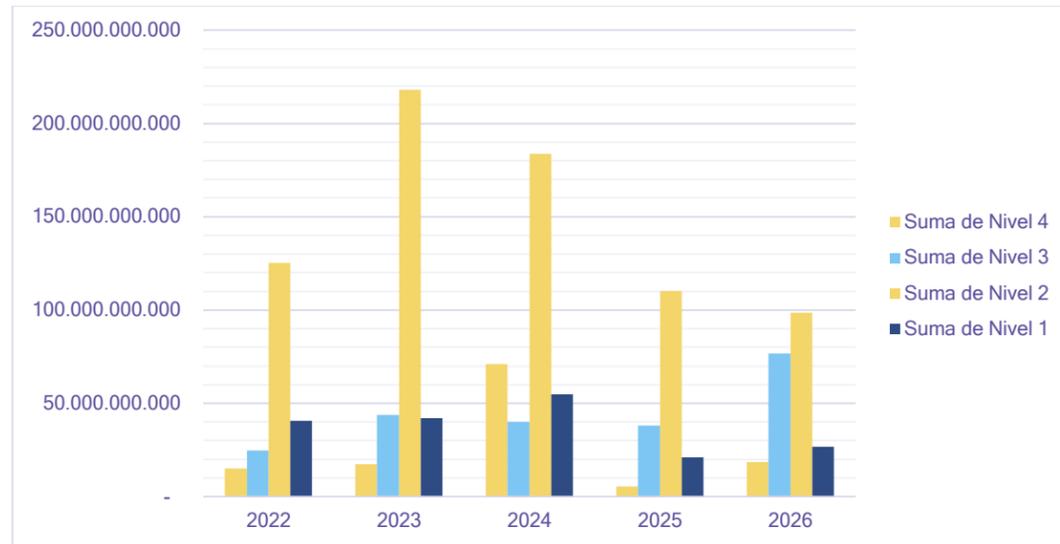
2022	2023	2024	2025	2026
205,874,220,336	321,231,479,580	349,356,428,593	174,894,426,213	220,684,812,189

Año entrada operación	Tipo inversión				Total general
	I	II	III	IV	
2022	3,499,634,580	28,401,692,322	36,400,449,381	137,572,444,054	205,874,220,336
2023	10,449,759,670	129,534,892,360	45,049,309,179	136,197,518,371	321,231,479,580
2024	8,578,858,150	93,276,817,806	70,297,221,204	177,203,531,433	349,356,428,593
2025	1,120,103,000	40,284,729,730	49,204,466,501	84,285,126,983	174,894,426,213
2026	-	10,602,505,959	61,007,590,547	149,074,715,683	220,684,812,189
<b>Total general</b>	<b>23,648,355,400</b>	<b>302,100,638,177</b>	<b>261,959,036,811</b>	<b>684,333,336,524</b>	<b>1,272,041,366,912</b>



Año entrada operación	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2	Nivel 1	Total Año
2022	15,157,713,506	24,861,737,249	125,330,876,033	40,523,893,549	205,874,220,336
2023	17,440,307,716	43,675,997,042	217,920,194,997	42,194,979,826	321,231,479,580
2024	70,998,682,705	39,987,042,601	183,603,282,991	54,767,420,296	349,356,428,593

2025	5,449,486,422	38,211,834,230	110,195,586,598	21,037,518,963	174,894,426,213
2026	18,617,889,015	76,804,122,929	98,558,760,972	26,704,039,273	220,684,812,189
<b>Total general</b>	<b>127,664,079,363</b>	<b>223,540,734,051</b>	<b>735,608,701,591</b>	<b>185,227,851,906</b>	<b>1,272,041,366,912</b>



Es importante mencionar que, si bien la Resolución CREG 501 056 de 2022 contiene los últimos valores aprobados de la variable INVA del periodo 2022-2025 y 2026, actualmente, Air-e espera la respuesta por parte de la Comisión frente la solicitud de ajuste al plan de inversiones 2023-2027, realizada de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018 y presentada el 31 de agosto de 2022, bajo comunicación identificada con el radicado CREG E2022009732.

#### 4.1 EJECUCIÓN REAL EN EL AÑO DE REPORTE FRENTE AL VALOR DE LA VARIABLE CRR

Figura 12. Comparativo de la Ejecución real frente a la variable CRR, para la obtención del Porcentaje de Inversión ejecutada anual ( $X_r, t$ ) para el año 2023.

<b>INVR (COP DIC 2017)</b>	<b>\$ 81.190.579.832,12</b>
<b>CRR (COP DIC 2017)</b>	<b>2.592.647.222.677</b>
<b><math>X_r, t</math></b>	<b>3,13%</b>

## 5. AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO

### 5.1. DURACIÓN Y FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES

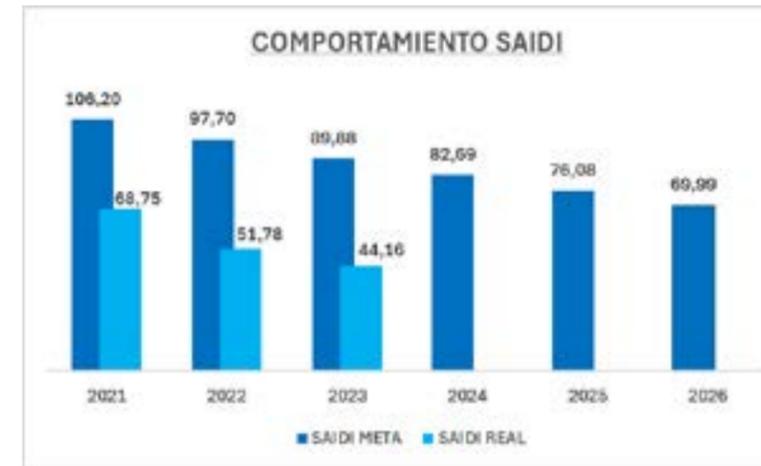
Con la expedición de la Resolución CREG 015 del 2018 se definieron los porcentajes de mejora en un 8% en los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, que deben cumplir los Operadores de Red con base en los indicadores de referencia aprobados en la Resolución de cargos CREG 024 del 2021.

Debido a los rezagos de las inversiones y mantenimientos dejados de realizar en el sistema de distribución eléctrica en los 3 departamentos por el anterior operador, se recibieron unos altos porcentajes de desmejora en la calidad del servicio. La compañía comprometida en brindar un mejor servicio para sus usuarios, para el año 2023 ejecutó proyectos enfocados en disminuir significativamente la duración y frecuencia de las interrupciones de la energía.

La Figura 13 y Figura 14 presentan los resultados generales de la mejora en la calidad media, realizando un comparativo entre la meta para el indicador de duración (SAIDI) e indicador de frecuencia (SAIFI) correspondiente al período 2021 – 2026, y el indicador real obtenido en el año 2023. En los resultados se evidencia, para el año 2023, un cumplimiento superior a las metas establecidas por el regulador tanto para el indicador de duración como el de frecuencia.

Figura 13. Comportamiento del indicador SAIDI con respecto a la meta, la medición se realiza en horas promedio de duración de las interrupciones de energía en el año.

# SE NOTA EL CAMBIO



El indicador SAIDI anualmente presenta un comportamiento de disminución; con respecto a la meta para el año 2023, se observa una disminución del 51% y si realizamos la comparación de resultados reales entre el año 2022 y 2023, se observa que la duración de las interrupciones disminuyó en un 15%.

**Figura 14.** Comportamiento del indicador SAIFI con respecto a la meta, la medición se realiza en horas promedio de frecuencia de las interrupciones en el año.



El indicador SAIFI para el año 2023 disminuyó con respecto a la meta en un 59% y si realizamos la comparación de resultados reales entre el año 2022 y 2023, se observa que la frecuencia de las interrupciones disminuyó en un 16%.

En cuanto a la mejora por circuitos de distribución, tenemos que en el departamento del

Magdalena, circuitos como Zawady para el año 2022 presentaban un número de horas promedio de duración de las interrupciones de energía de 189,79 horas y como consecuencia de las inversiones realizadas en el circuito en el año 2023, estas interrupciones disminuyeron a una duración promedio en todo el año de 67.14 horas; lo que significa que se ha mejorado la calidad del servicio en dicho sector del departamento en un 65%, resultando en un efecto positivo en la zona rural y urbana de zona bananera y Rio Frio.

En el departamento de la Guajira, circuitos como Riohacha 4, para el año 2022 presentaban un número de horas promedio de duración de las interrupciones de energía de 112,02 horas y como consecuencia de las inversiones realizadas en el circuito en el año 2023, estas interrupciones han disminuido a una duración promedio en todo el año de 58,84 horas; lo que significa que una mejora en la calidad del servicio de dicho sector del departamento en un 47%, impactando positivamente al municipio de Riohacha y al sector turístico de Mayapo.

En el departamento del Atlántico, circuitos como Saco, para el año 2022 presentaban un número de horas promedio de duración de las interrupciones de energía de 181,01 horas y como consecuencia de las inversiones realizadas en el circuito en el año 2023, estas interrupciones han disminuido a una duración promedio en todo el año de 55,51 horas; lo que significa que la mejora de la calidad del servicio de dicho sector del departamento en un 69%, para el municipio de Piojo, veredas San Jose de Saco, Punta astilleros y Bocatocino.

## 5.2. CALIDAD INDIVIDUAL

Con la expedición de la Resolución CREG 015 del 2018 se definieron indicadores de calidad individual DIU (Duración individual por usuario) y FIU (Frecuencia individual por usuario) para la medir la calidad de cada usuario. En la Resolución CREG 024 del 2021 se establecen los indicadores de calidad mínima considerando el nivel de ruralidad y riesgo y el nivel de tensión, como se muestra en la Figura 15 y Figura 16.

Figura 15. Grupos de calidad individual.



A continuación, se presentan las metas de calidad individual.

Figura 16. Metas de calidad individual

NIVEL TENSIÓN	GRUPO CALIDAD	DIUG (Horas)	FIUG (Veces)
1	11	128,3	130
1	12	164,78	134
1	21	191,82	134
1	22	251,39	192
1	31	332,44	258
1	32	360	344
1	33	360	360
2 y 3	11	111,08	124
2 y 3	12	110,65	122
2 y 3	21	136,03	126
2 y 3	22	164,76	141
2 y 3	31	277,71	341
2 y 3	32	360	360

En vista de lo anterior, la compañía ejecutó proyectos para cumplir las metas expuestas antes; para garantizar a las comunidades la continuidad en la prestación del servicio. Cabe destacar que, respecto al año anterior, se logró cumplir las metas establecidas por el regulador.

En el departamento del Atlántico, se evidencia la mejor reducción en cuanto a la duración en horas, como se muestra a continuación:

Para el año 2022 la duración promedio de las interrupciones en uno de los transformadores del circuito Saco era de 252,62 horas, teniendo así que, para el 2023 este indicador disminuyó a 72,68 horas promedio en el año; lo que se traduce en una reducción de la duración de interrupciones de energía en un 71%, generando confiabilidad y mejora en la calidad del servicio en más de los 1.208 usuarios del municipio de Piojo y sus veredas. Dicho esto, en el año 2023 se evidenció un indicador de 72,68 horas-año, representando una disminución de 80% con respecto a la meta de 360 horas-año establecida para el Nivel de tensión 1 y Grupo de calidad 32.

Por otra parte, en el circuito Luruaco, en el año 2022 la duración promedio de las interrupciones en uno de los transformadores era de 252,22 horas, mientras que para el 2023 este indicador disminuyó a 20,26 horas promedio en el año; lo que se traduce en una reducción de la duración de interrupciones de energía en un 92%, generando confiabilidad y mejora en la calidad del servicio en más de los 7.376 usuarios del municipio de Luruaco, corregimientos de santa cruz, Arroyo de Piedra, Pendales, Hibacharo y las veredas San Juan de Tocagua, Palmar de Candelaria. Si comparamos la meta establecida para el Nivel de tensión 1 y Grupo de calidad 32 frente al indicador real, tenemos que la meta es de 360 horas año contra un resultado en el año 2023 de 20,26 horas - año, lo que representa una disminución de 94% con respecto a la meta.

Estas mejoras fueron posibles gracias a las inversiones y mantenimientos realizados en las redes de dichos circuitos y a la instalación de equipos de control que han permitido mejorar el monitoreo para intervenir oportunamente ante las fallas.

## 6. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

A continuación, se describe la ejecución del plan de inversiones y el monto aprobado para el año 2023, por categoría de activos y nivel de tensión en valores de unidades constructivas (UUCC) del capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018, en precios de diciembre de 2017. Conforme a lo establecido en la Resolución 501 056 de 2023.

**Figura 17.** Resumen de inversiones aprobadas y ejecutadas para el año 2023, por categoría de activo y nivel de tensión. Valores expresados en MCOP.

CÓDIGO CATEGORÍA	CATEGORÍA DE ACTIVO	TOTAL APROBADO 2023 \$COP DIC 2017		TOTAL, EJECUTADO 2023 \$COP DIC 2017	
<b>NIVEL DE TENSIÓN 4</b>					
4	Equipos de control y comunicaciones	\$ 3.586.595.000			
5	Equipos de subestación	\$ 1.423.044.000			
6	Otros activos subestación	\$ 8.013.419.949			
7	Líneas aéreas	\$ 1.656.150.000	\$ 642.682.352		
8	Líneas subterráneas	\$ 214.454.100	\$ 4.092.082.150		
10	Centro de control	\$ 3.356.134.667	\$ 8.082.100.291		
<b>NIVEL DE TENSIÓN 3</b>					
1	Transformadores de potencia	\$ 5.245.915.500			
3	Bahías y celdas	\$ 17.335.265.930	\$ 28.718.580		
4	Equipos de control y comunicaciones	\$ 2.542.992.000	\$ 319.885.614		
5	Equipos de subestación	\$ 659.168.000	\$ 97.956.000		
6	Otros activos subestación	\$ 1.520.905.000			
7	Líneas aéreas	\$ 10.263.647.546	\$ 3.813.186.935		
8	Líneas subterráneas	\$ 2.609.008.400	\$ 383.610.870		
9	Equipos de línea	\$ 49.300.000	\$ 3.310.554.000		
10	Centro de control	\$ 3.356.134.667	\$ 8.082.100.291		
<b>NIVEL DE TENSIÓN 2</b>					
1	Transformadores de potencia	\$ 28.077.123.500			
3	Bahías y celdas	\$ 29.128.305.110	\$ 13.230.682		
4	Equipos de control y comunicaciones	\$ 6.952.757.653	\$ 339.270.000		
5	Equipos de subestación	\$ 5.335.290.000	\$ 2.983.536.000		
6	Otros activos subestación	\$ 2.939.235.000			
7	Líneas aéreas	\$ 124.570.484.143	\$ 12.770.754.935		
8	Líneas subterráneas	\$ 9.313.760.924	\$ 4.542.438.981		
9	Equipos de línea	\$ 7.531.274.000	\$ 1.914.870.000		
10	Centro de control	\$ 3.356.134.667	\$ 8.082.100.291		
<b>NIVEL DE TENSIÓN 1</b>					
11	Transformadores de distribución	\$ 30.234.583.000	\$ 20.442.770.000		
12	Redes de distribución	\$ 11.960.396.823	\$ 1.248.731.858		
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 321.231.479.579</b>	<b>\$ 81.190.579.832</b>		

Las desviaciones del monto aprobado en el plan de inversión para el año 2023 se deben a la priorización de proyectos sobre aquellos circuitos cuyas necesidades técnicas implicaban mejorar su capacidad de carga, garantizar la atención de la demanda actual y asegurar la futura. Teniendo en cuenta factores como cambios en la demanda, ajustes en el análisis técnico económico y los cambios en las condiciones de cargabilidad de los activos, se llevaron a cabo decisiones de inversión que priorizaron la satisfacción de las necesidades energéticas de los usuarios, en términos de mejora en la calidad del servicio.

Es importante resaltar que al corte 2023, Air-e ha logrado una reducción de SAIDI del 62% y SAIFI del 68%, comparado con la referencia del año 2019, llegando al cumplimiento regulatorio del año 2030.



Por otra parte, como es de su conocimiento, el artículo 236 de la Ley 2294 de 2023, por medio de la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 "Colombia Potencia Mundial de la Vida", consagró lo siguiente:

*"ARTÍCULO 236. FLEXIBILIZACIÓN DE LAS INVERSIONES DE LOS OPERADORES DE RED, QUE HAYAN CUMPLIDO CON LAS METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), definirá mediante resolución las condiciones necesarias para que los Operadores de Red, que así lo decidan y que hayan cumplido con las metas de calidad del servicio público domiciliario de energía eléctrica fijadas en la metodología de distribución, puedan ejecutar sus planes de inversión en plazos mayores a los allí establecidos, con el fin de reducir los*

*incrementos tarifarios de los usuarios. Para lo anterior, la Comisión revisará las condiciones particulares de cada mercado en la definición de los plazos para el cumplimiento del presente artículo y definirá el valor del porcentaje de la inversión para cada año del nuevo plazo."*

Por mandato de lo establecido en el artículo 341 de la Constitución Política, las leyes del Plan Nacional de Desarrollo tienen un carácter prevalente, tal y como lo ha reconocido la Corte Constitucional en diversas sentencias:

*"(...) Consecuencia necesaria de la trascendencia que la Constitución confiere al Plan Nacional de Desarrollo y de Inversiones Públicas es la superior jerarquía de la Ley por medio de la cual se adopta sobre las demás Leyes. La obligatoriedad del Plan no cubre tan sólo a quienes ejecuten las políticas en él trazadas, sino que vincula de manera expresa al Legislador, no únicamente en lo relativo a la expedición de las Leyes anuales de presupuesto sino, en términos generales, en lo relativo a todas las normas que apruebe. Como lo señala de modo expreso la Constitución, los mandatos contenidos en la Ley del Plan constituyen mecanismos idóneos para la ejecución de las Leyes y suplirán los existentes, sin necesidad de la expedición de Leyes posteriores. **En ese orden de ideas la jerarquía superior de dicha Ley implica la necesaria adaptación de la normatividad que la precede a sus dictados**"*

Sentencia C 015/96, M.P.: Dr. José Gregorio Hernández Galindo.

En igual sentido se pronunció la misma Corte Constitucional en la sentencia C-037-00, entre otras.

Tenemos entonces que el Plan Nacional de Desarrollo es una norma en la cual se establecen los lineamientos estratégicos de las políticas públicas y objetivos de corto, mediano y largo plazo que se ha propuesto adelantar el Gobierno Nacional, en donde se reconoció la importancia de **flexibilizar** las inversiones de los Operadores de Red, que hayan cumplido con las metas de calidad del servicio, así como los instrumentos financieros y presupuestales para alcanzar tales metas.

Conforme a lo expuesto anteriormente tenemos que el artículo 236 de la Ley 2294 de 2023 es una norma posterior y de mayor jerarquía a la Resolución CREG 015 de 2018. Establecido esto, cabe ahora señalar que en la Circular No. 057 de 2023, la CREG expresó lo siguiente:

*"(...) se encuentra que en el numeral 3.1.1.2 de la resolución en comento se establece que la base regulatoria de activos nuevos de cada año considera el valor de las inversiones aprobadas a cada OR y el valor de las inversiones ejecutadas por el OR durante el año anterior.*

*Con base en lo expuesto, se observa que la metodología ya tiene previsto que se pueden **presentar desviaciones** en la ejecución de los planes aprobados a los OR y, en tal sentido, corrige de manera automática la base regulatoria de activos y por consiguiente los cargos de distribución (...)"* subrayas fuera de texto

Como puede observarse, lo dispuesto por la Resolución CREG 015 de 2018, en lo que respecta al cumplimiento de los planes de inversión de los Operadores de Red y tal como lo resalta la Circular CREG No. 057 de 2023 pueden presentar desviaciones, no obstante lo anterior, dichas desviaciones son fundamentalmente contrarias a lo dispuesto por el Legislador en el artículo 236 de la Ley 2294 de 2023, así:

(i) La Resolución CREG 015 de 2018, en concordancia con la Circular CREG No. 057 de 2023, contempla la posibilidad de que los Operadores de Red **modifiquen** su plan de inversiones, sin importar si estos han cumplido o no con las metas de calidad dispuestas por la regulación, razón por la cual, en concordancia, dicha **modificación** de los planes de inversión conlleva a que el prestador del servicio público domiciliario deba asumir ciertas consecuencias asociadas a ello, incluyendo las otras variables asociadas a los cargos de distribución.

El artículo 236 de la Ley 2294 de 2023 crea una **flexibilización** en la ejecución de los planes de inversión de los Operadores de Red que hayan cumplido con sus metas de calidad fijadas en las resoluciones de cargos de distribución aplicable al correspondiente Operador

de Red, en concordancia con la metodología de distribución, sin que haya lugar a que se generen consecuencias que afecten su viabilidad financiera.

(ii) El artículo 236 de la Ley 2294 de 2023 trata sobre la **flexibilización** de las inversiones de los Operadores de Red que hayan cumplido con las metas de calidad del servicio; mientras que el numeral 6.6. de la Resolución CREG 015 de 2018 trata de los ajustes y revisiones aplicable a los planes de inversión de los Operadores de Red.

Lo anterior implica un cambio fundamental entre la Ley 2294 de 2023 y la Resolución CREG 015 de 2023, ya que lo dispuesto en esta última implica que la Comisión pueda revisar la solicitud de ajuste o modificación del plan de inversión propuesto por el Operador de Red, y aprobar o no tal solicitud de modificación, mientras que la primera implica que los Operadores de Red pueden decidir sobre la flexibilización de su plan de inversiones, sin afectar los incentivos asociados a dichas inversiones según cumplan con las metas de calidad.

(iii) El literal f, numeral 6.6 de la Resolución CREG 015 de 2018 dispone que las revisiones de los planes de inversión deberán incluir un horizonte mínimo de cinco años. Así mismo, indica que los Operados de Red pueden solicitar la revisión de los planes de inversión por una sola vez el primer año y luego cada dos años.

Por su parte, el artículo 236 de la Ley 2294 de 2023 no fija un plazo o una condición específica para que los Operadores de Red que cumplan las metas de calidad definidas por el regulador flexibilicen sus inversiones conforme ellos mismos lo definan.

(iv) Si bien en el numeral 3.1.1.2. de la Resolución CREG 015 de 2018, se considera un ajuste anual por la diferencia entre las inversiones aprobadas y realizadas por el Operador de Red, como lo expresa la Comisión a través de la Circular CREG No. 057 de 2023, se debe tener en cuenta que, lo establecido en el mencionado numeral **es un ajuste que no hace referencia a una flexibilización del plan de inversión**. Dicho esto, **los ajustes no deben afectar los incentivos tarifarios asociados a las inversiones, ya que solo es aplicable a aquellos prestadores que hayan cumplido con las metas de calidad establecidas por la misma Comisión**.

Asimismo, en el marco de las inversiones ejecutadas, se hace énfasis en la coyuntura del sector energético, principal motivación de la expedición del artículo 236 de la Ley 2294 de 2023, expuesto en el documento interpretativo enviado a la CREG con número de radicado E2024003093.

Finalmente debe resaltarse que la actuación de Air-e en lo referente a la ejecución de sus planes de inversión se ha ajustado plenamente a los mandatos contenidos en la Ley 2294 de 2023 y a los principios de efecto útil de las normas, de confianza legítima y suficiencia financiera que rigen la actuación de los operadores jurídicos (CREG, Dirección Ejecutiva de la CREG, SSPD). En efecto, Air-e ha interpretado y aplicado las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 015 de 2018 de forma armónica con los mandatos de flexibilización introducidos por el artículo 236 de la referida Ley 2294 de 2023, con el fin de reducir los incrementos tarifarios de los usuarios y garantizar el acceso efectivo al servicio público esencial de energía eléctrica.



## 7. INVERSIONES ASOCIADAS AL ESQUEMA DE CALIDAD DEL SERVICIO.

La empresa como Operador de Red en los departamentos del Atlántico, Magdalena y La Guajira, realizó importantes inversiones destinadas a mejorar la calidad del servicio eléctrico. Con una inversión total de \$34.449.628.809, Air-e S.A.S E.S.P ejecutó proyectos cruciales para fortalecer la infraestructura y la eficiencia de su red, demostrando nuestro compromiso con la satisfacción de los clientes y el desarrollo sostenible de las comunidades a las que prestamos servicio.

Estas inversiones se dirigieron a la instalación de nuevos transformadores, la optimización y adecuación de líneas y circuitos, así como a la instalación de reguladores de 34,5 Kv y reguladores de circuitos. Estas acciones fueron fundamentales no solo para mejorar el suministro de energía sino también para ofrecer múltiples beneficios adicionales a nuestros usuarios y a la comunidad en general. Logramos una distribución energética más estable y de mayor calidad, contribuyendo significativamente a la reducción de las interrupciones del servicio, lo que a su vez disminuyó los inconvenientes para hogares y empresas, asegurando una operatividad continua y eficiente.

Los beneficios de estas inversiones se reflejan claramente en la mejora significativa de los indicadores clave de rendimiento. El indicador SAIDI experimentó una reducción notable, de 115,43 en 2019 a 44,16 en 2023. De forma similar, el indicador SAIFI también mostró una mejora considerable, pasando de 92,65 en 2019 a 29,31 en 2023. Estas mejoras evidencian el impacto positivo de las inversiones de Air-e en la calidad del servicio, destacando su éxito en establecer una red eléctrica más robusta y confiable.

Más allá de mejorar la fiabilidad y calidad del servicio eléctrico, la estrategia de inversión de Air-e ha tenido un impacto positivo en el bienestar de las comunidades dentro de su área de operación, promoviendo el crecimiento económico y contribuyendo a la sostenibilidad ambiental. La mejora en la infraestructura eléctrica ha facilitado un entorno más propicio para el desarrollo de negocios y ha mejorado la calidad de vida de los residentes, asegurando acceso continuo y fiable a la energía eléctrica, esencial para el día a día y el desarrollo económico de los tres departamentos de operación.

## 8. INVERSIÓN EN REDUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS.

El resultado obtenido en el cumplimiento de las metas de pérdidas en los departamentos del Atlántico, Magdalena y La Guajira marcó un hito significativo en nuestro compromiso por mejorar la eficiencia y calidad del servicio eléctrico ofrecido a nuestras comunidades. Con una inversión de \$10.576.593.053 en proyectos de aseguramiento de redes, equipos para el control y medición efectiva de los flujos de energía, y sumado a la inversión en revisiones y normalizaciones, como eje principal del plan de reducción de pérdidas, se obtuvo un resultado de 25,24%<sup>1</sup> en 2023, cumpliendo con la senda establecida por la CREG para el año 3. Es decir, una mejora de 0,03 p.p. frente a la meta establecida por el regulador y una disminución de 5,96 p.p. con respecto al 31,20% registrado en 2020 antes de la entrada en operación de la empresa.

Figura 18. Senda de reducción de pérdidas aprobada Resolución CREG 078 de 2021

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%

La instalación de macromedidores ha sido una de las claves en materia de reducción de pérdidas. Estos dispositivos han proporcionado una visión más detallada y precisa del consumo y flujo de energía en la red, permitiendo identificar y abordar eficientemente áreas de pérdidas.

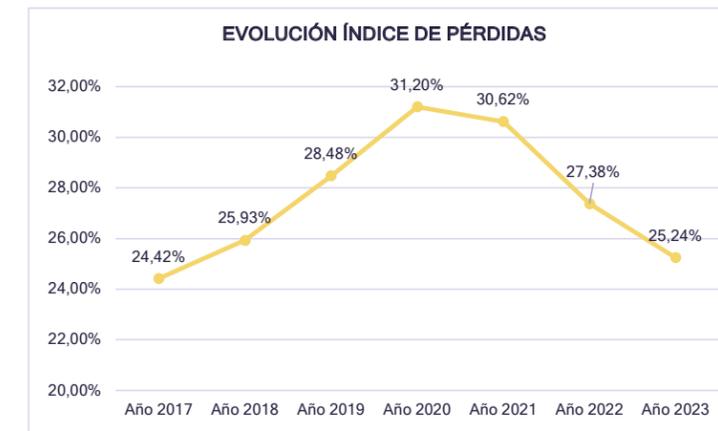
Además, los proyectos de remodelación de redes en áreas específicas han sido fundamentales. En el municipio de Repelón, en el Atlántico, y en el barrio Paraíso, en Barranquilla, se realizaron trabajos de intervención en la red de media y baja tensión e instalación de la medida, resultando en una mejora en la calidad del servicio y la reducción de las pérdidas. En La Guajira, el proyecto Buenos Aires y Nueva Guajira, y en Magdalena,

<sup>1</sup> Resultado del cálculo de pérdidas totales con la información reportada oficialmente al SUI.

el proyecto Líbano y Córdoba, tuvieron un impacto similar, mejorando la eficiencia y confiabilidad de nuestra red.

Este logro representa un avance en eficiencia operativa y un compromiso con los usuarios. Air-e continúa trabajando para mantener y mejorar estos estándares, asegurando un suministro eléctrico confiable, eficiente y sostenible para todos los usuarios en los departamentos del Atlántico, Magdalena y La Guajira.

Figura 19. Evolución índice de pérdidas del 2017 al 2023.



Gestión de Activos realizó la evaluación de la criticidad, estado de salud, la antigüedad y la obsolescencia de los activos para el año 2023, base para los planes de inversión del plan de inversiones periodo 2025 – 2029.

Se presenta el análisis de los activos Sistema de Distribución Local (SDL) para los niveles taxonómicos 5 y 6 de las subestaciones eléctricas y circuitos de distribución.

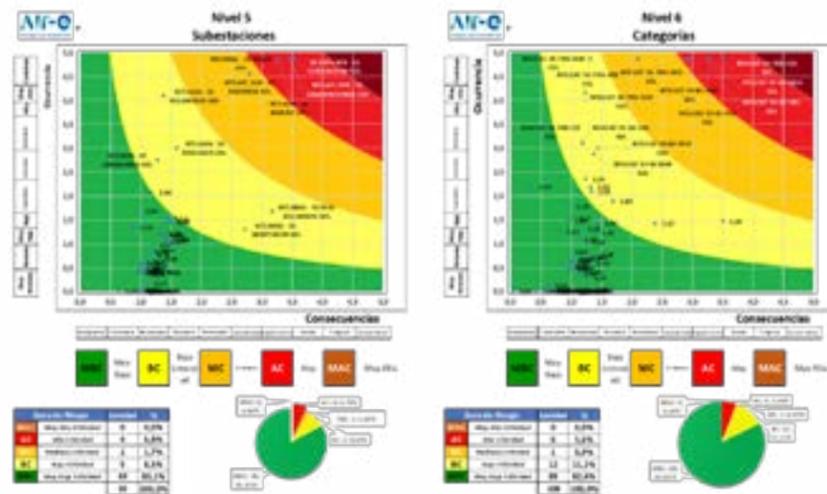


Figura 20. Criticidad en subestaciones del SDL

Se destaca la subestación Cordialidad como la más crítica por su impacto en eventos del transformador de potencia y de las celdas de media tensión.

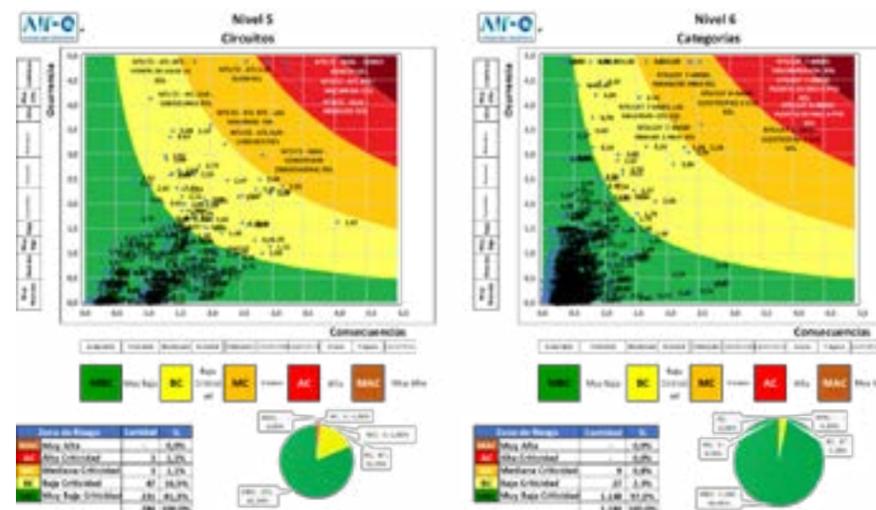


Figura 21. Criticidad en circuitos del SDL

Se destacan los circuitos Cerro Kennedy, Macarena y Mingueo como los más críticos del sistema SDL.

Para el análisis de la antigüedad de los activos, se determina por nivel taxonómico 6, en la cual se encuentran las categorías 1 (Transformadores de potencia) y categoría 3 (Bahías y celdas) como los activos más importantes.



Figura 22. Antigüedad de transformadores de potencia

Se destaca que el 82,2% de las 135 unidades evaluadas de nuestro parque de transformadores de potencia (TRX) no ha cumplido la vida útil por antigüedad.

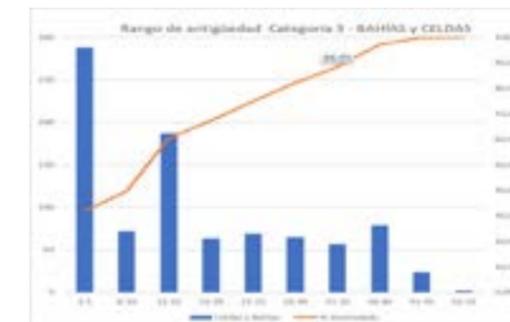


Figura 23. Antigüedad de Bahías y Celdas.

Se destaca que el 88,4% de las 904 unidades evaluadas de nuestro parque de bahías y celdas no ha cumplido la vida útil por antigüedad.

Se realizaron análisis de causa raíz a 20 eventos críticos, de los cuales salieron 70 recomendaciones a implementar, entre ellas:

- ✓ Mejoras en el proceso de montaje de cables subterráneos.
- ✓ Reclamación en la calidad de los reconectores.
- ✓ Uso eficiente de las herramientas.
- ✓ Implementación de mejoras en los esquemas y criterios de ajustes de protecciones entre otras.

Se evaluó la obsolescencia de los principales activos, encontrándose los siguientes resultados:

Ítem	Departamento	Nombre Subestación	Matrícula Trafo	Unidad Constructiva	Descripción de la Unidad Constructiva	Tensión Nominal (KV)	Obsolescencia	APO
1	MAGDALENA	RIO CORDOBA	T1A-A/M-RCC	N4T16	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4- DE 31 A 40 MVA	110	17	1983
2	LA GUAJIRA	BARRANCAS	T1-M/M-BRC	N3T3	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - DE 6.1 A 10 MVA	34.5	16	1988
3	LA GUAJIRA	BARRANCAS	T2-M/M-BRC	N3T2	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - DE 2.6 A 6 MVA	34.5	16	1984

Figura 24. Equipos con mayor obsolescencia en transformadores de potencia.



Figura 25. Perfil de obsolescencia en transformadores de Potencia.

Ítem	Departamento	Nombre Subestación	Unidad Constructiva	Descripción de la Unidad Constructiva	Tensión Nominal (KV)	Obsolescencia	APO
1	MAGDALENA	RIO CORDOBA	N3S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	34.5	17	1984
2	MAGDALENA	RIO CORDOBA	N3S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	34.5	17	1984
3	MAGDALENA	RIO CORDOBA	N3S8	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	34.5	17	1984

Figura 26. Equipos con mayor obsolescencia en bahías y celdas de subestaciones.



Figura 27. Perfil de obsolescencia en bahías y celdas de subestaciones.

El seguimiento a la certificación se realizó entre el 23 y 26 de octubre de 2023 con el certificador LRQA, con los siguientes resultados:





01. Executive report

Visit audit objective:

This was a Surveillance 1 visit, conducted against objectives previously notified to the client. The objectives of the next visit, including any applicable visit specific objective (theme / focus), are confirmed in the audit plan attached to this report.

Audit outcome:

This visit was to audit the compliance of the management system of AIR - E S.A.S. E.S.P. against ISO 55001:2014 Asset Mgmt as defined in the audit planning documentation. The outcome of the visit is recorded below.

Esta auditoría de seguimiento No 1 se realizó presencial y logró los objetivos propuestos. La auditoría de seguimiento No 1 se condujo en las oficinas principales, en el Centro de Control (CLD), en Barranquilla y en cuatro subestaciones, dos localizadas en Magdalena y dos localizadas en Atlántico. En Magdalena, las dos subestaciones auditadas fueron Gaira y Manzanares. En Atlántico, las dos subestaciones auditadas fueron El Centro y Oasis. Los objetivos definidos para esta auditoría No 1 son:  
 -Verificar la conformidad del sistema de gestión de activos de AIR-e SAS ESP con los requisitos de certificación, tales como, los criterios y alcance de la certificación, los requisitos estatutarios, regulatorios y contractuales que le apliquen y asegurar que el sistema de gestión de activos cumple con los requisitos establecidos en la norma ISO 55001:2014.  
 -Revisar temas pendientes de auditorías previas y cualquier cambio al sistema de gestión de activos de AIR-e SAS ESP que pueda tener impactos en el proceso de la certificación.  
 El alcance establecido no ha tenido cambios o modificaciones.  
 No se han identificado no conformidades mayores ni menores en esta auditoría de seguimiento No 1. Por lo tanto, el auditor Líder recomienda MANTENER la certificación del sistema de gestión de activos de acuerdo con los requisitos de la norma ISO 55001:2014.

Continual improvement:

El sistema de gestión de activos ha avanzado en su meta de madurez, logrando 3 en la escala preopuesta. Se espera que con la puesta en marcha de herramientas como EAM, se logren los niveles de eficiencia en los procesos y como consecuencia niveles mas altos de madurez. Los indicadores de calidad establecidos para los próximos años, por la CREG, relacionados con SAIDI y SAIFI, se han cumplido y superado, de acuerdo con la información suministrada en esta auditoría. Se considera que el sistema de gestión de activos es adecuado a las necesidades del negocio y que se evidencia la participación de la alta Gerencia en el establecimiento de las estrategias corporativas, política y objetivos para la gestión de activos y recursos para lograr los resultados esperados. Algunos temas para destacar:  
 -Enfoque en el cliente. Mejora en los indicadores de calidad del servicio  
 -Objetivos del sistema de gestión de activos alineados con los objetivos corporativos..  
 -Competencia, experiencia e idoneidad de todo el personal.  
 -Sistema de entrenamiento y capacitación robusto.



## 9. UC ESPECIALES

Durante el año 2023 se emplearon unidades constructivas especiales –aprobadas en el plan de inversiones 2020 – 2025- para acometer las obras y proyectos planeados para este año. Las cantidades y valores finalmente ejecutados se presentan en la figura 28.

Se consideraron también los valores invertidos en la UC de gestión de activos, donde se ejecutó una inversión de \$ 8.037.789.873,77; lo que corresponde al 36.6 % del total de UCC Especiales ejecutadas del plan 2023.

Figura 28. Ejecución en valores y cantidades de UC especiales aprobadas en el plan de inversiones 2020-2025.

UC ESPECIAL	DESCRIPCIÓN UC ESPECIAL	L	VIDA ÚTIL	VALOR UC	CANTIDAD EJECUTADA	VALOR TOTAL EJECUTADO
N2L153	Poste de concreto de 12x1324 - retención - Caribesol	7	45	\$ 2.845.463.731,01	401	\$ 2.767.408.616,20
N2L152	Poste de concreto de 12x2500 - retención - Caribesol	7	45	\$ 424.069.999,99	45	\$ 386.374.888,88
N2L156	Poste de concreto de 12x1600 - retención - Caribesol	7	45	\$ 331.780.034,98	44	\$ 324.239.579,64
N3L132	Poste de concreto de 14x1324 - suspensión - Caribesol	7	45	\$ 557.408.954,82	104	\$ 455.574.626,53
N3L129	Poste de concreto de 14x2500 - retención - Caribesol	7	45	\$ 341.271.227,56	36	\$ 341.271.227,56
N3L133	Poste de concreto de 16x2500 - retención - Caribesol	7	45	\$ 170.031.985,42	15	\$ 170.031.985,42
N2L154	Poste de concreto de 12x1324 - suspensión - Caribesol	7	45	\$ 3.997.590.931,84	701	\$ 3.775.185.730,21
N2L157	Poste de concreto de 14x1324 - suspensión - Caribesol	7	45	\$ 551.821.255,78	86	\$ 551.821.255,78
N2L151	Poste de concreto de 14x1324 - retención - Caribesol	7	45	\$ 350.545.096,46	39	\$ 350.545.096,46
N3L138	Poste de concreto de 14x2500 - suspensión - Caribesol	7	45	\$ 49.465.264,29	7	\$ 49.465.264,29
N3L139	Poste de concreto de 14x4000 - retención - Caribesol	7	45	\$ 22.600.031,53	2	\$ 22.600.031,53
N3L145	Poste de concreto de 14x1324 - retención - Caribesol	7	45	\$ 226.991.911,48	29	\$ 164.373.453,14
N3L130	Poste de concreto de 14x1050 - suspensión - Caribesol	7	45	\$ 411.637.662,39	91	\$ 411.637.662,39
N2L166	Canalización 6 x 6" ducto embebido en hormigón - Caribesol	7	45	\$ 31.438.835.287,53	30	\$ 3.648.372.039,00



N2L147	Poste de concreto de 12x1600 - suspensión - Caribesol	7	45	\$ 52.405.625,61	9	\$ 46.582.778,32
N2L163	Poste de concreto de 12x2500 - suspensión - Caribesol	7	45	\$ 38.011.506,05	5	\$ 22.806.903,63
N2L155	Poste de concreto de 14x2500 - retención - Caribesol	7	45	\$ 124.998.265,56	11	\$ 124.998.265,56
N3L131	Poste de concreto de 14x1050 - retención - Caribesol	7	45	\$ 19.500.089,35	3	\$ 19.500.089,35
N2L162	Poste de concreto de 12x4000 - retención - Caribesol	7	45	\$ 98.192.854,26	8	\$ 98.192.854,26
N2L159	Poste de concreto de 14x4000 - retención - Caribesol	7	45	\$ 145.067.853,58	10	\$ 145.067.853,58
N2L158	Poste de concreto de 14x2500 - suspensión - Caribesol	7	45	\$ 15.538.749,89	2	\$ 15.538.749,89
N2L161	Poste de concreto de 14x1600 - retención - Caribesol	7	45	\$ 19.127.199,47	2	\$ 19.127.199,47
N0P81	Sistema de Gestión de Activos año 2 - Caribesol	10	10	\$ 8.037.789.873,77	1	\$ 8.037.789.873,77
<b>TOTAL EJECUTADO</b>						<b>\$ 21.948.506.024,88</b>



NUESTRO PROPOSITO:  
**HACER LA VIDA  
 DE TODOS MEJOR  
 CADA DÍA**



**Información de la Empresa**  
**AIR-E S.A. E.S.P.**  
**Carrera 57 No 99A - 65 Torres del Atlántico**  
**Barranquilla, Atlántico.**  
**Tel. (605) 361 10 00**  
**<https://www.air-e.com/>**

