



Informe de ejecución del Plan de inversiones 2024

Seguimiento a la ejecución del Plan de Inversiones Regulatorio

Air-e S.A.S. E.S.P. Intervenida Superservicios

Tabla de contenido

Introducción	6
Glosario	7
Resumen	9
1. Resumen Ejecutivo	11
1.1. Reducción y mantenimiento de las pérdidas	12
1.2. Indicador de Calidad del Servicio.....	12
1.3. Gestión de Activos	13
2. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios	15
3. Descripción del sistema operado	19
3.1. Área de influencia.....	19
3.2. Activos operados	20
3.3. Solicitudes proyectos de autogeneración y generación distribuida.....	21
4.1. Ejecución real en el año de reporte frente al valor de la variable CRR.....	24
5. Avance en el cumplimiento de metas	25
5.1. Desempeño de las metas de calidad del servicio	25
5.2. Inversión en reducción y mantenimiento de las pérdidas	28
6. Desviaciones del plan de inversión	30
7. Inversiones asociadas al esquema de calidad del servicio	33
8. Gestión de activos	34
9. UC especiales	40
10. Diagramas unifilares actualizados.....	41
11. Formatos de reporte	41

Lista de gráficas

Gráfica 1 INVR 2024.	11
Gráfica 2 Evolución del Indicador SAIDI desde el año 2019 al 2024	13
Gráfica 3 Evolución del Indicador SAIFI desde el año 2019 al 2024.....	13
Gráfica 4 Distribución de usuarios 2024	20
Gráfica 5 Resumen INVA - Inversión Nivel de tensión por año.....	22
Gráfica 6 Resumen INVA - Inversión Categoría de activos por año.....	23
Gráfica 7 Comportamiento del indicador SAIDI con respecto a la meta	25
Gráfica 8 Comportamiento del indicador SAIFI con respecto a la meta	26
Gráfica 9 Evolución Índice de Pérdidas desde el año 2017 hasta el año 2024.....	29
Gráfica 10 Criticidad en subestaciones del SDL	34
Gráfica 11 Criticidad en Transformadores de potencia del SDL	35
Gráfica 12 Criticidad en circuitos del SDL.....	36
Gráfica 13 Antigüedad de transformadores de potencia.....	37
Gráfica 14 Histograma del rango de antigüedad de bahías y celdas.....	38
Gráfica 15 Grado de obsolescencia por nivel de tensión para los activos de categoría 1 (transformadores de potencia)	39
Gráfica 16 Grado de obsolescencia por nivel de tensión para los activos de categoría 3 (bahías y celdas).....	39

Lista de tablas

<i>Tabla 1 Total de usuarios por departamento</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 2 Solicitudes de Conexión proyectos de autogeneración y generación distribuida por nivel de tensión.....</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 3 Proyectos más relevantes conectados a diciembre de 2024</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 4 Resumen INVA - Inversión por área geográfica.....</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 5 Costo de reposición de referencia aprobado para Air-e.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 6 Cálculo $X_{r,t}$ 2024</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 7 Metas de Calidad individual</i>	<i>27</i>
<i>Tabla 8 Senda de Reducción de Pérdidas aprobada Resolución CREG 078 de 2021</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 9 Desviación de las inversiones 2024.....</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 10 Top 10 de Subestaciones</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 11 Top 10 de circuitos 13.8 kV</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 12 Rango de antigüedad de los transformadores de potencia.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 13 Histograma del rango de antigüedad de bahías y celdas</i>	<i>38</i>

Lista de ilustraciones

<i>Ilustración 1 Certificado del Sistema de Gestión de Activos. Vigencia 2022 a 2025</i>	14
<i>Ilustración 2 Cobertura red eléctrica Air-e</i>	19
<i>Ilustración 3 Demanda de energía y potencia 2024</i>	20
<i>Ilustración 4 Activos operados OR Air-e.....</i>	20
<i>Ilustración 5 Longitud de redes OR Air-e</i>	20
<i>Ilustración 6 Solicitudes simplificadas recibidas 2024</i>	21
<i>Ilustración 7 Inversión por área geográfica OR Air-e.....</i>	23
<i>Ilustración 8 Grupos de calidad individual</i>	27

Introducción

Con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estableció una nueva metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). A través de esta resolución, se adoptaron las fórmulas tarifarias, la metodología y otras disposiciones relacionadas con la remuneración de dicha actividad.

Esta normativa define los lineamientos clave para la planeación de inversiones, la identificación de proyectos prioritarios y los mecanismos de seguimiento, con el objetivo de garantizar que las inversiones sean eficientes, oportunas y alineadas con las necesidades del sistema. Asimismo, establece la obligación de que las empresas justifiquen técnica y económicamente sus inversiones, promoviendo la transparencia y la optimización de los recursos.

En este contexto, el numeral 6.5 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 establece que cada Operador de Red (OR) debe realizar un seguimiento anual a la ejecución de los planes de inversión, así como a las metas de mejora de la calidad del servicio y la reducción de pérdidas de energía. Para fortalecer este proceso, la CREG expidió las Circulares 024, 047 de 2020 y 017 de 2024, las cuales establecen los formatos y directrices para que los OR reporten la información sobre la ejecución del Plan de Inversiones a la CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Además, estas circulares proporcionan guías para el desarrollo de los informes definidos en los numerales 6.5 y 6.7 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018.

En cumplimiento de estas disposiciones, el presente informe detalla el resumen del Plan de Inversiones de Air-e S.A.S. E.S.P. Intervenida Superservicios para los años comprendidos entre el 2021 hasta 2027, aprobado mediante la Resolución CREG 024 de 2021 y sus modificaciones. Además, se presenta la ejecución correspondiente al cuarto año (2024), junto con los indicadores de desempeño y un análisis del impacto de las inversiones en la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico, garantizando el cumplimiento de la normativa vigente.

Finalmente, es importante destacar que, aunque este documento se basa en el Plan de Inversiones de los años 2023-2027, Air-e está a la espera de la revisión y aprobación, por parte de la Comisión, de la solicitud de ajuste al Plan de Inversiones para el periodo 2025-2029, presentada en agosto de 2024 bajo el expediente 20250010, en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018.

Glosario

A continuación, se presentan las definiciones más relevantes a tener en cuenta en la lectura del presente documento:

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

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.

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.

Air-e: Air-e S.A.S. E.S.P. Intervenida Superservicios.

Base regulatoria de activos, BRA: valor de los activos utilizados para la prestación del servicio por parte del OR. Está compuesta por activos eléctricos y no eléctricos.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Liquidador y administrador de cuentas, LAC: Entidad encargada de la liquidación y administración de cuentas de los cargos por uso de las redes del SIN que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente.

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.

Operador de red de STR y SDL, OR: persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos por uso corresponde a un municipio.

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.

Sistema de Distribución Local, SDL: sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

Sistema de Transmisión Regional, STR: sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR.

Sistema de Transmisión Nacional, STN: es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Tipo de inversión: Los OR deben presentar el plan de inversión para el periodo tarifario considerando los siguientes tipos de proyectos:

- **Tipo de inversión I:** 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.

Transmisor regional, TR: persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un STR o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. En el ejercicio de su actividad, es responsable por la calidad del sistema que opera, así como las demás normas asociadas con la distribución de energía eléctrica en un STR.

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 o SDL.

Unidad constructiva especial, UUCE: Es aquella que contiene elementos con características técnicas que no la hace asimilable a las UC definidas.

Resumen

La energía es un recurso fundamental en la sociedad moderna, siendo esencial para el desarrollo económico, social y tecnológico. Más que iluminar hogares y calles, la energía impulsa la industria, el comercio, los servicios de salud y muchos otros sectores que mejoran la calidad de vida y el bienestar de millones de personas.

Conscientes de esta responsabilidad, en Air-e, trabajamos cada día para garantizar un servicio eléctrico confiable y continuo, atendiendo las necesidades de más de 5 millones de habitantes en los departamentos del Atlántico, Magdalena y La Guajira. Nuestro propósito es fortalecer la infraestructura eléctrica, adaptándola a las crecientes demandas y mejorando la confiabilidad del suministro.

Durante el año 2024, Air-e ejecutó un plan de inversión orientado a mantener y preservar la infraestructura eléctrica existente, asegurando su correcto funcionamiento y garantizando la continuidad del servicio. Como parte de este esfuerzo, se realizaron actividades de renovación y reposición de equipos obsoletos, junto con la instalación de transformadores y la adecuación de líneas y circuitos de distribución, con el objetivo de optimizar el desempeño del sistema y prevenir fallas en la prestación del servicio.

Asimismo, se implementaron medidas para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas, lo que permitió mejorar la estabilidad operativa y mantener la calidad del suministro eléctrico. Gracias a estas inversiones, se logró preservar los niveles de eficiencia del sistema, disminuir la frecuencia de interrupciones y garantizar que la infraestructura existente continúe operando de manera confiable en los departamentos de Atlántico, Magdalena y La Guajira.

Estos esfuerzos reflejan nuestro firme compromiso con la comunidad, ya que cada inversión realizada busca garantizar un servicio de calidad, seguro y continuo, alineado con las expectativas de nuestros usuarios. En Air-e seguimos avanzando hacia un futuro más seguro y sostenible, consolidando redes eléctricas modernas que impulsan el progreso regional.





Ejecución Plan de Inversiones 2024

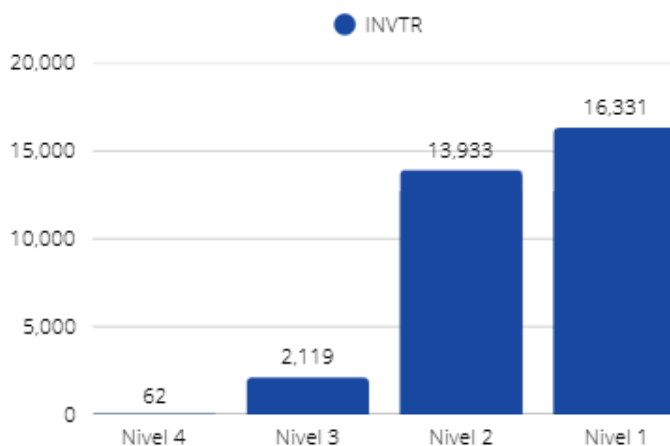
1. Resumen Ejecutivo

En cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, modificada por las Resoluciones CREG 085 de 2018, 036 de 2019 y 199 de 2019, y de conformidad con las Circulares 024 de 2020, 047 de 2020 y 017 de 2024, el presente documento presenta el informe de las inversiones ejecutadas en 2024, de acuerdo con el Plan de Inversiones 2021-2027, aprobado por la CREG mediante la Resolución 024 de 2021 y sus modificaciones.

En el año 2024, con el propósito de mantener y preservar la infraestructura eléctrica existente, Air-e realizó inversiones por un monto de 32,445 millones [COP/UUCC Dic 2017]. Estas inversiones fueron priorizadas considerando su impacto en la cargabilidad de los activos, la confiabilidad del suministro y la reducción de pérdidas, además de la capacidad de ejecución presupuestal de la compañía, la cual se vio afectada por factores internos y externos que llevaron a la toma de posesión por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos. A pesar de este contexto, la gestión de los recursos se enfocó en garantizar la continuidad del servicio y en mantener la eficiencia operativa del sistema de distribución.

El plan de inversión estuvo dirigido a la adecuación y reposición de equipos en las zonas con mayor incidencia de interrupciones, con el objetivo de reducir fallas y mejorar la estabilidad del suministro. Como parte de estas inversiones, se ejecutaron labores de reposición y mantenimiento de la infraestructura eléctrica, incluyendo la instalación de transformadores y la mejora de líneas y circuitos de distribución. Estas acciones fueron fundamentales para mantener el funcionamiento óptimo de la red.

A continuación, se presentan los montos de las inversiones ejecutadas (INVR) en 2024, clasificadas por nivel de tensión.



* Cifra en millones [COP/UUCC dic 2017]

Gráfica 1 INVR 2024.

1.1. Reducción y mantenimiento de las pérdidas

En el marco del Plan de Reducción de Pérdidas, Air-e logró realizar una inversión de \$7,097 millones COP destinados a proyectos claves enfocados en el aseguramiento de redes y la adquisición de equipos para el control y la medición efectiva de los flujos de energía. Estas acciones han sido esenciales para optimizar el desempeño operativo y reducir las pérdidas energéticas en las áreas de intervención.

Entre los proyectos más destacados se encuentran las remodelaciones de redes en áreas específicas, como el barrio El Rosario en Barranquilla. Además, se llevaron a cabo intervenciones significativas en las redes de media y baja tensión, junto con la instalación de sistemas de medición en los barrios El Golf y Paraíso, lo que permitió una mejora sustancial en la calidad del servicio y una reducción notable de las pérdidas energéticas en estos sectores.

En La Guajira, específicamente en Carraipía, y en el Magdalena, en barrios como El Totumo, La Paz, Urbanización El Piñón, Villa Marbella y Villa Bella, se lograron avances similares, fortaleciendo la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico en estas localidades.

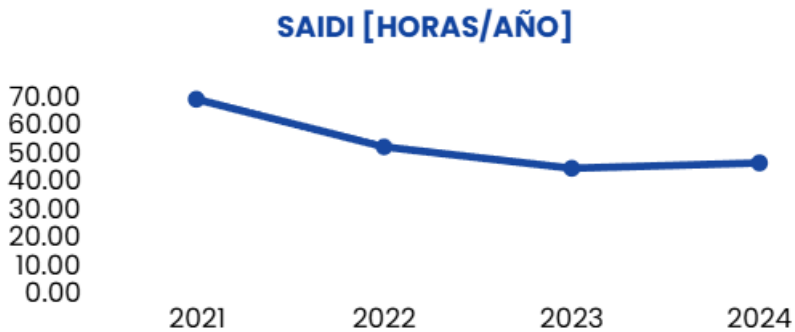
Adicionalmente, se destinó una inversión de \$1,319 millones COP en la instalación de macromedidores en los departamentos del Atlántico, Magdalena y La Guajira, los cuales han permitido obtener un monitoreo más detallado y preciso del consumo y los flujos de energía en la red. Esto ha facilitado la identificación de áreas críticas y la implementación de acciones correctivas más efectivas para abordar las pérdidas de manera integral.

1.2. Indicador de Calidad del Servicio

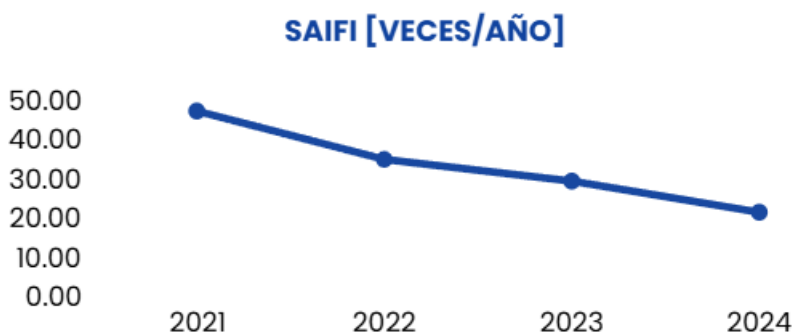
En una comparación entre los resultados de 2021 y 2024, con información disponible hasta agosto, se evidencia que el ataque cibernético tipo 'Ransomware Día Cero', ocurrido el 2 de septiembre de 2024, comprometió varios de los sistemas implementados en la empresa, afectando la disponibilidad de información. Como resultado, para 2024, el valor del indicador corresponde únicamente a los datos de enero a agosto, ya que no fue posible cargar y certificar los formatos en la base de datos del SUI para los meses de septiembre a diciembre de 2024.

El aumento en la operatividad de mantenimiento y atención de daños por parte de Air-e ha contribuido a la reducción en la duración y frecuencia de las interrupciones del servicio, mejorando la calidad de vida de los usuarios en Atlántico, La Guajira y Magdalena. Para 2024, se prevé que los

indicadores SAIDI y SAIFI se reduzcan por debajo de la meta establecida por el ente regulador.



Gráfica 2 Evolución del Indicador SAIDI desde el año 2019 al 2024



Gráfica 3 Evolución del Indicador SAIFI desde el año 2019 al 2024

1.3. Gestión de Activos

En cuanto a la implementación del Sistema de Gestión de Activos en la empresa Air-e, se ha evidenciado una evolución en la madurez de sus sistemas de gestión bajo la norma ISO 55001:2014, pasando de una evaluación inicial de 1.07 en 2020 a 1.72 al cierre de 2021 y alcanzando un nivel de 3.00 al finalizar 2023.

Como parte del proceso de seguimiento a la certificación, entre el 9 y el 12 de diciembre de 2024, se llevó a cabo una auditoría de seguimiento con el certificador LRQA, con el objetivo de validar el nivel de madurez del sistema. Los resultados confirmaron que la empresa mantiene un nivel de madurez 3, ratificando así la solidez y continuidad en la gestión de sus activos.

Como resultado de las evidencias presentadas y evaluadas, se confirmó que el Sistema de Gestión de Activos cumple con los requisitos establecidos en la norma ISO 55001:2014, así como con los requisitos legales, regulatorios y otros aplicables. Además, se identificaron oportunidades de mejora, las cuales han sido consideradas dentro del proceso de implementación en curso.

Air-e continúa en proceso de reestructuración organizacional y reingeniería de sus procesos. Aunque el periodo de intervención no ha sido determinado, la compañía mantiene su compromiso estratégico con el Sistema de Gestión de Activos.



Ilustración 1 Certificado del Sistema de Gestión de Activos. Vigencia 2022 a 2025



2. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios

Para 2024, Air-e dió continuidad a la ejecución de su plan de inversiones, reafirmando su compromiso con el desarrollo de la Región Caribe. A través de una gestión sostenible, la compañía busca generar valor para los usuarios en un entorno global cada vez más exigente, donde la confiabilidad del servicio, la eficiencia y la excelencia operacional son factores clave. Además, Air-e se posiciona como un habilitador de la transición energética, alineándose con las expectativas de sus clientes.

Bajo este contexto, se desarrollaron proyectos estratégicos que incluyeron la implementación de nuevos circuitos eléctricos y la instalación de reguladores. Estas iniciativas contribuyeron significativamente a mejorar la capacidad operativa y la adaptabilidad del sistema, fortaleciendo su eficiencia tanto a corto como a mediano plazo.

Uno de los proyectos más relevantes fue la instalación del Regulador a 34.5 kV en la línea 521 con una capacidad de 667 kVA. Esta inversión benefició a 11,935 clientes en la zona sur del departamento del Atlántico, mejorando la estabilidad y calidad del suministro eléctrico. La optimización de los niveles de tensión entregados a los usuarios permitió mitigar las fluctuaciones asociadas a variaciones en la demanda energética.

La instalación de estos equipos en los circuitos eléctricos resulta fundamental para garantizar un servicio más confiable, especialmente en un contexto de creciente demanda y expansión de la infraestructura eléctrica. Al compensar variaciones en los perfiles de tensión, el banco de regulación contribuye a la reducción de interrupciones y fallas en los equipos eléctricos de los usuarios, lo que se traduce en mayor eficiencia operativa y un mejor desempeño del sistema de distribución.

En el marco de su estrategia de modernización de la infraestructura eléctrica, Air-e ejecutó el proyecto reposición de estructuras, cables de guarda y sistema de puesta a tierra en la línea 706 de 110 kV. Esta iniciativa respondió a la necesidad de renovar activos que habían alcanzado su vida útil, con el objetivo de mejorar la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico. La intervención incluyó:

- ✓ La reposición de cables de guarda, esenciales para la protección contra descargas atmosféricas.
- ✓ La actualización del sistema de puesta a tierra, garantizando una operación más segura.

- ✓ La sustitución de estructuras a 110 kV, fortaleciendo la resistencia y eficiencia de la red de transmisión.

Adicionalmente, como parte del plan de modernización de la infraestructura eléctrica, se ejecutaron los proyectos Mejoramiento Siape 13.8 kV, Mejoramiento Sierra 13.8 kV y Mejoramiento Porvenir, enfocados en la adecuación y optimización de líneas y circuitos de media tensión. Estas intervenciones incluyeron la sustitución de redes monohilo, un proceso clave para la normalización técnica de la red de distribución. La actualización de estas redes permitió mejorar la seguridad operativa, optimizar los procedimientos de mantenimiento y garantizar un servicio más confiable y eficiente para los usuarios.

En conclusión, la modernización del sistema eléctrico en los departamentos de Atlántico, Magdalena y La Guajira contribuye al fortalecimiento de la red de distribución y mejora la confiabilidad en la prestación del servicio. Dichas inversiones permiten la reducción de interrupciones, garantizando un suministro de energía más eficiente y sostenible, en cumplimiento del marco regulatorio vigente. En este contexto, Air-e ratifica su compromiso con la mejora continua de la calidad del servicio.

A continuación, se presentan las acciones encaminadas al beneficio de los usuarios:

- ✓ **Energía no suministrada (ENS):** La confiabilidad del servicio eléctrico constituye un criterio fundamental para la adecuada atención de la demanda, especialmente ante fallas o perturbaciones en el sistema. En este sentido, la modernización de la infraestructura eléctrica se traduce en un beneficio a mediano plazo para los usuarios, ya que permite la reducción o eliminación de la energía no suministrada (ENS) en caso de eventos en la red. Esto contribuye al desarrollo continuo de las actividades económicas en la región, garantizando un suministro más estable y eficiente conforme a los estándares regulatorios aplicables.
- ✓ **Demanda no atendida (DNA):** La demanda no atendida (DNA) es un concepto estrechamente relacionado con la confiabilidad del servicio, pero enfocado en la capacidad del sistema para atender la incorporación de nuevos usuarios. En este contexto, el criterio principal es la expansión de la infraestructura eléctrica, lo que representa un beneficio tanto a corto como a mediano plazo. La modernización del sistema garantiza que, ante nuevas solicitudes de conexión, no se generen restricciones en el acceso al servicio, facilitando así el crecimiento de las actividades económicas y promoviendo el desarrollo sostenible del país, en

concordancia con las disposiciones regulatorias vigentes.

- ✓ **Pérdidas de energía:** En la estructura tarifaria del servicio de energía eléctrica, los usuarios asumen costos asociados a la compra, transporte y reducción de pérdidas de energía. En este sentido, las inversiones destinadas a la modernización del sistema eléctrico y a la optimización de la infraestructura de distribución constituyen un beneficio tangible a corto y mediano plazo, en la medida en que contribuyen a la disminución de las pérdidas de energía. Como resultado, se genera una optimización en los costos del servicio, lo que podría reflejarse en una reducción en el valor de la factura mensual para los usuarios, en cumplimiento del marco regulatorio aplicable.
- ✓ **Restricciones:** En la estructura tarifaria del servicio de energía eléctrica, los usuarios asumen costos asociados a las restricciones del sistema y a los servicios complementarios de generación. En este contexto, las inversiones dirigidas a la expansión y reposición de activos en la infraestructura eléctrica representan un beneficio a corto y mediano plazo, dado que esto podría reflejarse en una reducción en el valor de la factura mensual para los usuarios, en cumplimiento del marco regulatorio vigente.
- ✓ **Costo marginal de la energía:** Las inversiones aprobadas para la conexión de terceros que intervienen en los activos de uso contribuyen a la integración de nuevas plantas de generación, particularmente aquellas con fuentes renovables como la eólica y la solar. Estas tecnologías, al presentar menores costos de operación, mantenimiento y sin depender de combustibles fósiles, generan condiciones más competitivas en el mercado mayorista de energía. Como resultado, se espera una reducción en el costo marginal de la energía, disminuyendo la incidencia de tecnologías más costosas, como la generación térmica, y favoreciendo así a los usuarios con tarifas más eficientes, en armonía con la regulación vigente.
- ✓ **Calidad del servicio:** En el marco del plan de calidad, se han aprobado inversiones dirigidas a la ejecución de proyectos orientados al mejoramiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica. Estas obras representan un beneficio tangible para los usuarios a corto y mediano plazo, dado que contribuyen a la reducción tanto en la frecuencia como en la duración de las interrupciones del suministro. De esta manera, se fortalece la confiabilidad del sistema eléctrico y se garantiza una mayor estabilidad en la prestación del servicio, en

cumplimiento de los estándares regulatorios aplicables.

- ✓ **Confiabilidad del sistema:** La ejecución del plan de inversiones permitirá la instalación de nuevos activos, tanto para la expansión como para la reposición de infraestructura, así como la incorporación de tecnologías avanzadas en el sistema eléctrico. Estas acciones favorecerán la modernización de la red, reduciendo las fallas asociadas a la obsolescencia de los equipos y optimizando la operación del sistema. Como resultado, se fortalecerá la confiabilidad del servicio eléctrico, garantizando una mayor estabilidad y continuidad en el suministro de energía, en concordancia con los lineamientos regulatorios aplicables.



3. Descripción del sistema operado

El sistema de distribución operado por Air-e cubre los departamentos del Atlántico, Magdalena y La Guajira, y se encuentra alimentado por subestaciones de 220/110 kV. La red del departamento del Atlántico recibe energía desde las subestaciones a 220/110kV de Termoflores, Nueva Barranquilla, Tebsa, Caracolí y Sabanalarga. La red del departamento del Magdalena recibe energía desde las subestaciones 220/110 kV de Santa Marta, Río Córdoba y Fundación. Por su parte, el departamento de La Guajira está abastecido por las subestaciones Cuestecitas y Termoguajira 220/110/34.5 kV.

Cada una de estas subestaciones distribuye energía a otras subestaciones y líneas de 110 kV dentro de sus respectivos departamentos. La red de media tensión, que se alimenta de las subestaciones AT-MT, opera a niveles de 34.5 kV para la conexión entre subestaciones MT-MT. En el caso de los circuitos primarios de distribución, tanto urbanos como rurales, están alimentados a 13.8 kV.

Air-e cuenta con una cobertura total de 57 municipios en los tres departamentos, distribuidos de la siguiente manera:

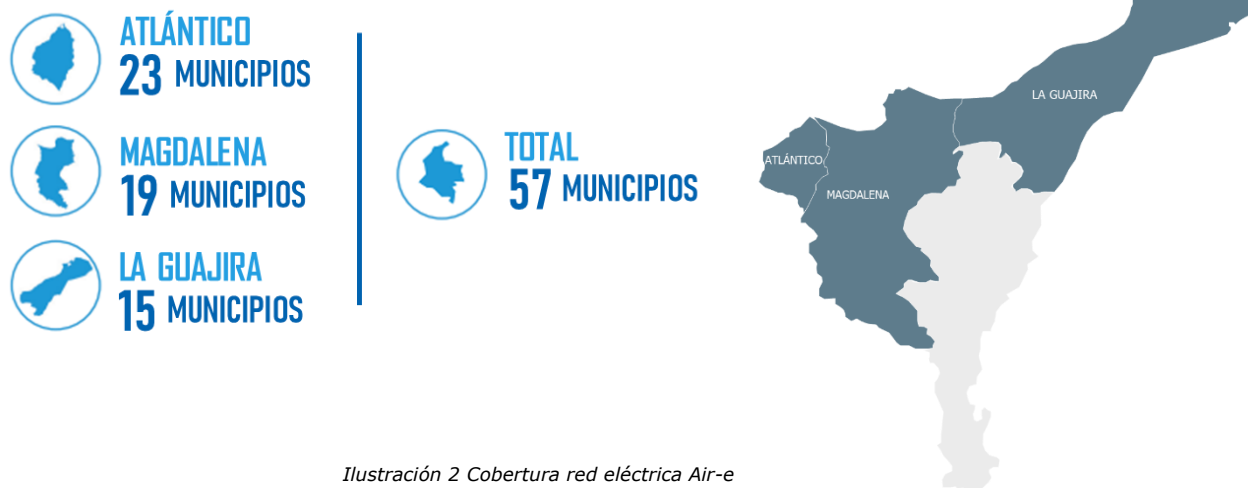


Ilustración 2 Cobertura red eléctrica Air-e

3.1. Área de influencia

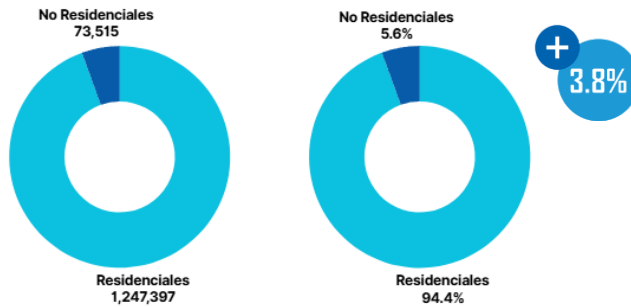
Air-e cuenta con operación comercial, principalmente, en los departamentos de Atlántico, Magdalena y La Guajira; sin embargo, debido a cercanías geográficas, también cuenta con usuarios rurales en el departamento de Bolívar. Todo este sistema funciona como una única área operativa.

Tabla 1 Total de usuarios por departamento

DEPARTAMENTO	TOTAL. DE USUARIOS
ATLÁNTICO	780,576
LA GUAJIRA	344,897
MAGDALENA	195,439
TOTAL	1,320,912

Al cierre de 2024, Air-e como OR atendió aproximadamente a 1,320,912 usuarios, lo que representa un crecimiento del 3.8 % en comparación con el 2023 (1,272,067 usuarios). De este total, alrededor del 59.1 % se ubicó en el departamento del Atlántico, el 26.1 % en Magdalena y el 14.8 % en La Guajira.

Asimismo, el 94.4 % de los usuarios corresponde al segmento residencial, mientras que el 5.6 % pertenece a usuarios no residenciales.



Gráfica 4 Distribución de usuarios 2024



Ilustración 3 Demanda de energía y potencia 2024

3.2. Activos operados

A diciembre del año 2024, el sistema de distribución de energía eléctrica operado por Air-e se encuentra caracterizado por 62 subestaciones con activos de uso general, por 38 líneas de 110 kV, 56 líneas de 34.5 kV y 285 circuitos de 13.8 kV.

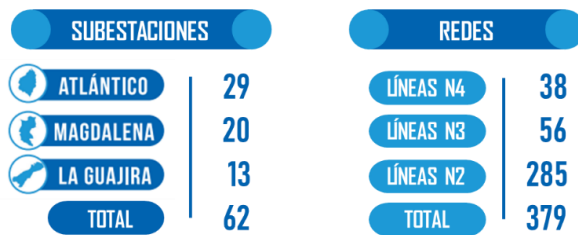


Ilustración 4 Activos operados OR Air-e

Así mismo, se distribuye la longitud de las redes por nivel de tensión:

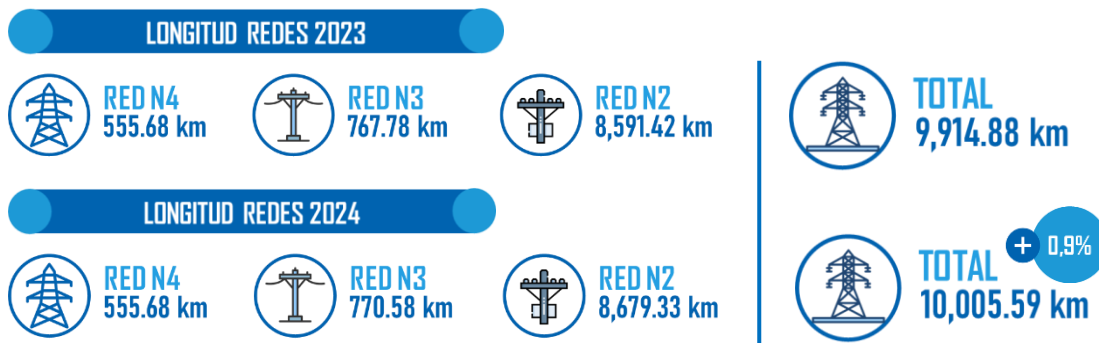


Ilustración 5 Longitud de redes OR Air-e

3.3. Solicitudes proyectos de autogeneración y generación distribuida

En relación con las solicitudes de conexión de proyectos de Autogeneración y Generación distribuida recibidas en el año 2024, se observa un incremento de 1,568 solicitudes simplificadas en comparación con el año 2023, lo que representa un crecimiento del 282%.

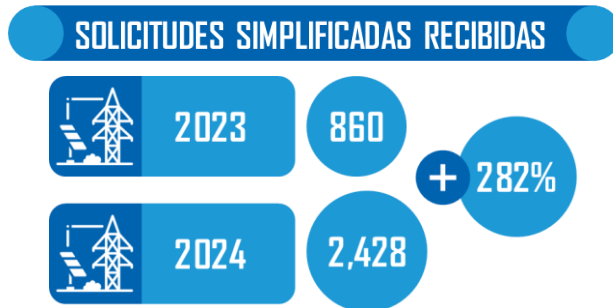


Ilustración 6 Solicitudes simplificadas recibidas 2024

Tabla 2 Solicitudes de Conexión proyectos de autogeneración y generación distribuida por nivel de tensión.

NIVEL DE TENSIÓN	CANTIDAD DE SOLICITUDES	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	POTENCIA MÁX [MW]
1	1,245	49,537	49,029
2	1,181	796,443	537,736
3	2	13,300	9,998

Este aumento se debe, principalmente, a los beneficios de exención de penalización por transporte de energía reactiva otorgados a los usuarios que utilizan Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), conforme con lo establecido en el Decreto 0929 de junio de 2023. Además, responde a la dinámica del mercado en torno al uso de FNCER y a la labor de promoción y acompañamiento de Air-e en el desarrollo de proyectos de Autogeneración, alineados con las necesidades energéticas de nuestros usuarios.

Adicionalmente, se detallan los proyectos más relevantes conectados a cierre del 31 de diciembre de 2024.

Tabla 3 Proyectos más relevantes conectados a diciembre de 2024

PROYECTO	CIRCUITO	NIVEL DE TENSIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (KW)	CAPACIDAD DECLARADA (kW)	FECHA PUESTA EN CONEXIÓN
GD MACEDONIA	CANAVERAL	2	996	996	31/08/2024
CORPACERO S.A.S.	ASTILLEROS	2	4,000	3,000	18/06/2024
GD FINCA ISABEL LOPEZ	SG - 03	2	990	990	10/10/2024
GD FINCA JM	POLONUEVO	2	990	990	23/08/2024
AGGE LOS POCITOS	JUAN MINA 2	2	7,680	4,100	30/12/2024



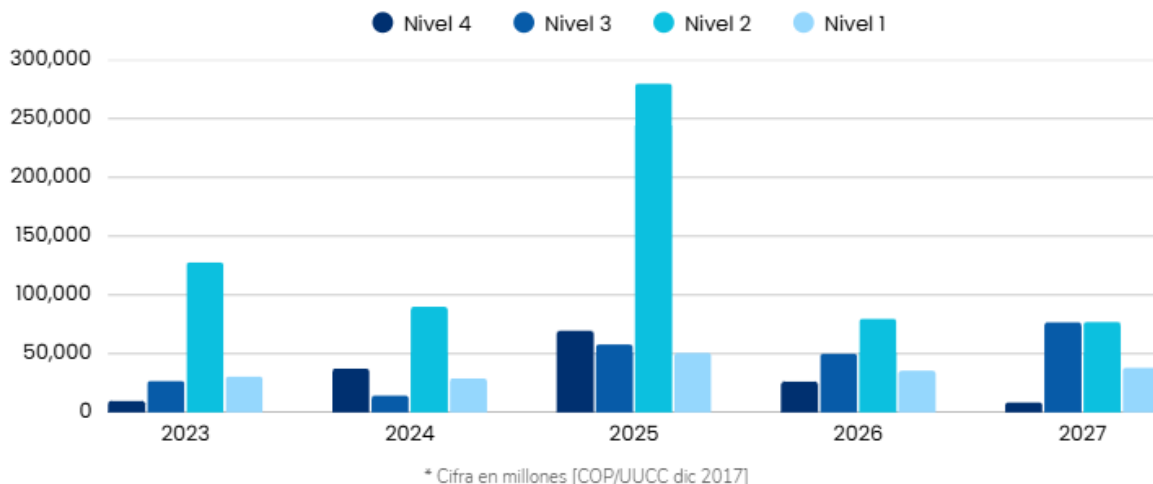
4. Resumen del plan de inversión aprobado

Mediante la Resolución CREG 024 de 2021, se aprobaron los cargos asociados a la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Air-e. Posteriormente, a través de la Resolución CREG 078 de 2021, se resolvió el recurso de reposición interpuesto por la empresa contra la Resolución CREG 024 de 2021.

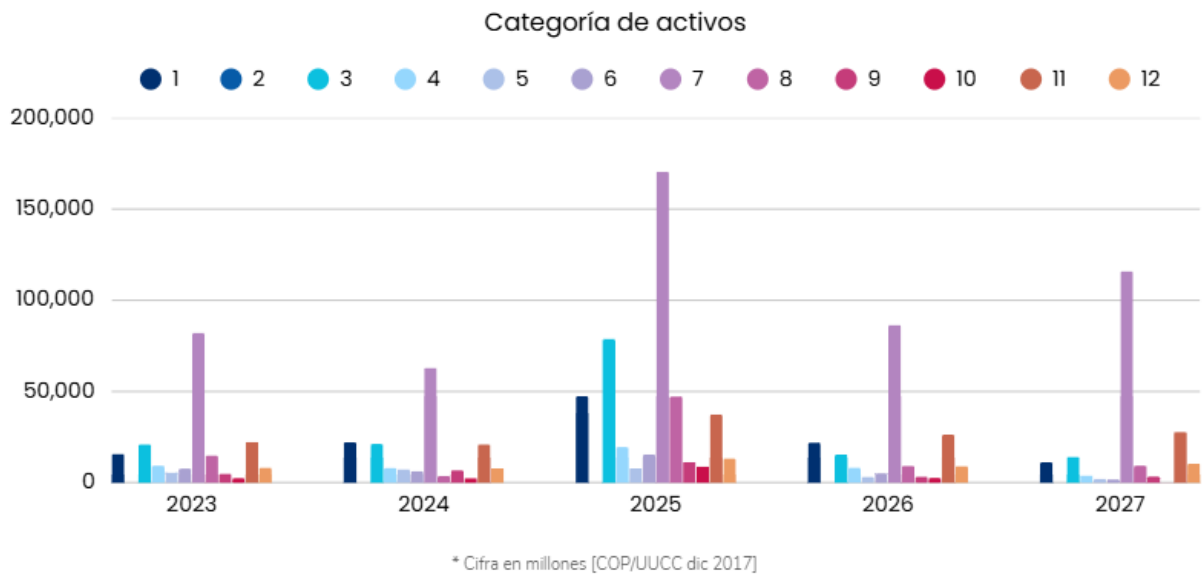
Atendiendo las disposiciones establecidas en el numeral 6.6 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 38 de la Resolución CREG 036 de 2019, Air-e presentó a la Comisión la solicitud de ajuste al plan de inversiones para el periodo 2022-2026, modificación que fue aprobada mediante la Resolución CREG 501 011 de 2023.

Finalmente, el 31 de agosto de 2022, Air-e remitió el ajuste al plan de inversiones aprobado para los años 2023-2027, modificación que fue aprobada mediante la Resolución CREG 501 109 de 2024.

A continuación, se detallan las inversiones aprobadas por la CREG según el nivel de tensión y la categoría de activos para cada uno de los años, conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 501 109 de 2024.



Gráfica 5 Resumen INVA - Inversión Nivel de tensión por año



Gráfica 6 Resumen INVA - Inversión Categoría de activos por año

Tabla 4 Resumen INVA - Inversión por área geográfica

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	INVERSIÓN
ATLÁNTICO	BARRANQUILLA	387,070
MAGDALENA	SANTA MARTA	216,151
ATLÁNTICO	SOLEDAD	97,386
LA GUAJIRA	RIOHACHA	49,416
LA GUAJIRA	DIBULLA	39,738
MAGDALENA	CIENAGA	34,343
ATLÁNTICO	BARANOA	31,283
ATLÁNTICO	MALAMBO	25,417
ATLÁNTICO	GALAPA	24,665
ATLÁNTICO	SABANALARGA	23,265
LA GUAJIRA	MAICAO	22,085
MAGDALENA	ZONABANANERA	21,981
LA GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR	20,940
LA GUAJIRA	FONSECA	20,466
MAGDALENA	SALAMINA	19,691
ATLÁNTICO	SABANAGRANDE	15,505
MAGDALENA	PLATO	14,216
ATLÁNTICO	CAMPO DE LA CRUZ	12,206
LA GUAJIRA	BARRANCAS	12,155
LA GUAJIRA	ALBANIA	10,522
LA GUAJIRA	MANAURE	10,518
LA GUAJIRA	URIBIA	9,409
ATLÁNTICO	JUAN DE ACOSTA	9,340
ATLÁNTICO	PONEDERA	8,893
MAGDALENA	ARACATACA	8,891
ATLÁNTICO	REPELON	8,232
LA GUAJIRA	VILLANUEVA	8,181
MAGDALENA	SITIONUEVO	8,116
MAGDALENA	PIVIJAY	6,497
ATLÁNTICO	TUBARA	5,967
MAGDALENA	FUNDACION	5,783
MAGDALENA	CHIBOLO	4,791
ATLÁNTICO	SANTO TOMAS	3,414
LA GUAJIRA	HATONUEVO	3,294
MAGDALENA	TENERIFE	2,838
ATLÁNTICO	SUAN	2,636
ATLÁNTICO	PALMAR DE VARELA	2,470
LA GUAJIRA	DISTRACCION	2,318
MAGDALENA	EL PIÑON	2,261
ATLÁNTICO	PUERTO COLOMBIA	1,338
LA GUAJIRA	URUMITA	773
ATLÁNTICO	MANATI	717
MAGDALENA	REMOLINO	606
ATLÁNTICO	SANTA LUCIA	543
ATLÁNTICO	POLONUEVO	282
MAGDALENA	EL RETEN	273
ATLÁNTICO	CANDELARIA	230
ATLÁNTICO	LURUACO	200
LA GUAJIRA	EL MOLINO	117

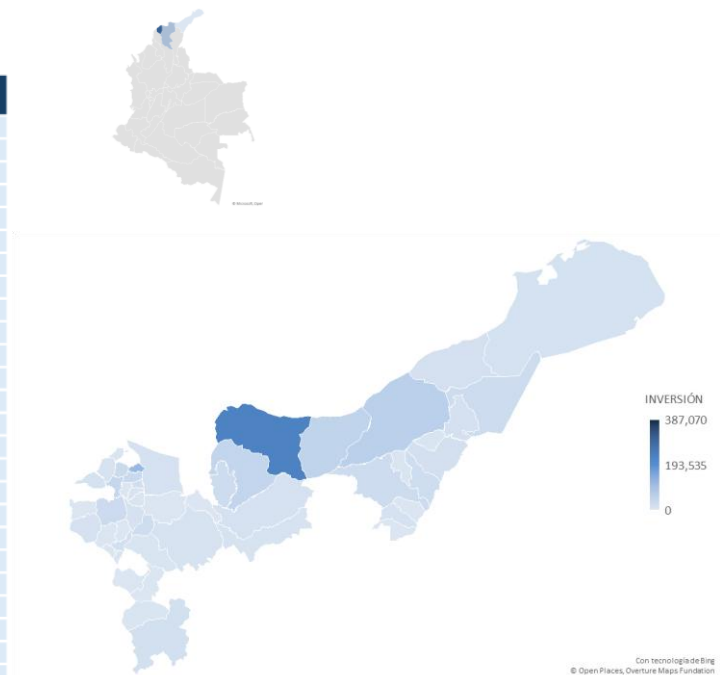


Ilustración 7 Inversión por área geográfica OR Air-e

Actualmente Air-e se encuentra a la espera de la revisión y aprobación, por parte de la Comisión, de la solicitud de ajuste al Plan de Inversiones para el periodo 2025-2029, presentada en agosto de 2024 bajo el expediente 20250010, en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018.

4.1. Ejecución real en el año de reporte frente al valor de la variable CRR

El costo de reposición de referencia al inicio del período tarifario (variable CRR_j) aprobado para Air-e en la Resolución CREG 024 de 2021, modificada por la Resolución CREG 078 de 2021, se presenta a continuación:

Tabla 5 Costo de reposición de referencia aprobado para Air-e

VARIABLE	PESOS DE DICIEMBRE DE 2017
CRR _j	2,592,647,222,677
Crr _{j,4}	683,473,600,736
Crr _{j,3}	288,259,058,198
Crr _{j,2}	981,522,670,739
Crr _{j,1}	639,391,893,005

Considerando la ejecución del año 2024, se establece el Porcentaje de inversión proyectada o ejecutada anual (X_{r, t}), de acuerdo con lo definido en el numeral 7.1.4.3.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Tabla 6 Cálculo X_{r,t} 2024

VARIABLE	RESULTADO
CRR _j	2,592,647,222,677
INVR 2024	32,444,673,646
X _{r, t}	1.25%



5. Avance en el cumplimiento de metas

En el año 2024, Air-e enfrentó importantes desafíos para el cumplimiento de los indicadores establecidos en la normativa. En particular, el ataque cibernético de tipo Ransomware Día Cero, ocurrido el 2 de septiembre de 2024, comprometió varios de los sistemas implementados en la compañía, afectando la disponibilidad y gestión de la información. Como consecuencia de este evento, los datos reportados para el año 2024 corresponden únicamente al período comprendido entre enero y agosto, toda vez que no fue posible realizar el cargue y certificación de los formatos en la base de datos del Sistema Único de Información (SUI) para los meses de septiembre a diciembre de 2024, en cumplimiento de la normativa vigente

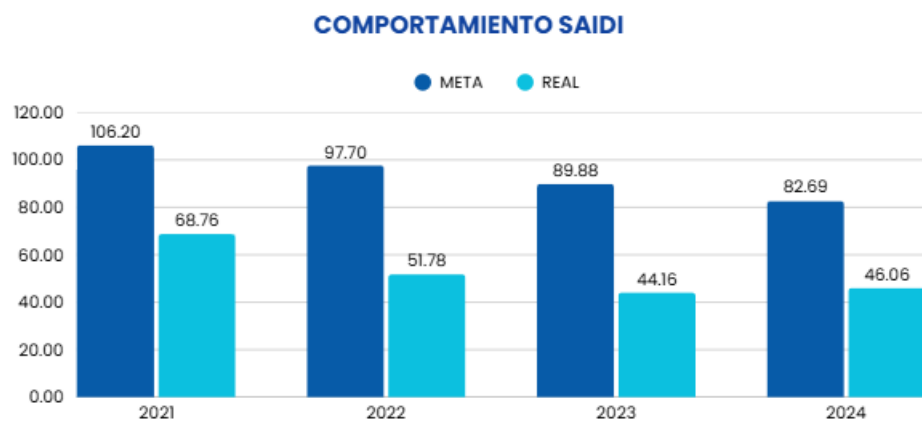
5.1. Desempeño de las metas de calidad del servicio

Calidad Media

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.

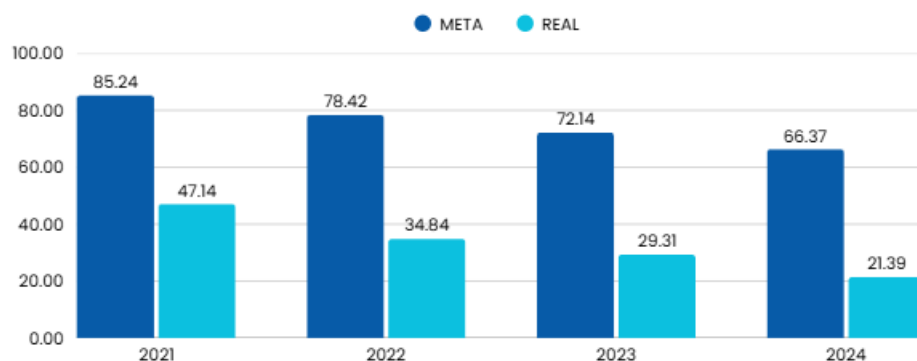
Debido a los rezagos de las inversiones y mantenimientos dejados de realizar en el sistema de distribución eléctrica en los 3 departamentos por el anterior operador, se recibieron unos altos porcentajes de desmejora en la calidad del servicio. No obstante, a partir de las inversiones realizadas por Air-e, se observa que los resultados de los indicadores SAIDI y SAIFI se encuentra por debajo de la meta establecida, dando cumplimiento a lo dispuesto en la normativa.

El resultado de los indicadores de calidad media, SAIDI_{j,t} y SAIFI_{j,t}, para el año 2024 se presentan a continuación:



Gráfica 7 Comportamiento del indicador SAIDI con respecto a la meta

COMPORTAMIENTO SAIFI



Gráfica 8 Comportamiento del indicador SAIFI con respecto a la meta

Nota: Los resultados del indicador de duración (SAIDI) y del indicador de frecuencia (SAIFI) correspondientes al período 2021-2023 se presentan como valores anuales totales. Para el año 2024, los resultados reflejan la información disponible desde enero hasta agosto, debido al impacto del ciberataque.

En cuanto a la mejora por circuitos de distribución, se han logrado avances significativos en la calidad del servicio en distintos departamentos:

Departamento del Magdalena: En el circuito Real del Obispo 3, durante el período de enero a agosto de 2023, la duración promedio de las interrupciones de energía fue de 176.15 horas. Gracias a los trabajos realizados en el circuito, esta cifra se redujo a 90.42 horas en el mismo período de 2024, representando una mejora del 49%. Este avance ha impactado positivamente al municipio de Zapayán y a algunas veredas de los municipios de Concordia, Pedraza y Tenerife.

Departamento de La Guajira: En el circuito Manaure, el período de enero a agosto de 2023 registró una duración promedio de interrupciones de 132.53 horas. Como resultado de las intervenciones realizadas en 2024, esta cifra disminuyó a 92.01 horas, lo que representa una mejora del 31% en la calidad del servicio, beneficiando directamente al municipio de Manaure.

Departamento del Atlántico: En el circuito Ciudadela, la duración promedio de las interrupciones en el período de enero a agosto de 2023 fue de 37.82 horas. Gracias a las mejoras implementadas, en el mismo período de 2024 esta cifra se redujo a 14.95 horas, lo que representa una mejora del 60%, beneficiando significativamente al municipio de Soledad.

Estos resultados reflejan el impacto positivo de las inversiones y los trabajos de optimización realizados en la red de distribución, contribuyendo a la mejora de la calidad del servicio eléctrico en la región.

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) con el fin de medir la calidad de cada usuario. En la Resolución CREG 024 del 2021 se establecieron los indicadores de calidad mínima considerando el nivel de ruralidad, riesgo y nivel de tensión.



Ilustración 8 Grupos de calidad individual

Tabla 7 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 el departamento del Magdalena, se registra la mayor reducción en la duración de las interrupciones de energía, como se detalla a continuación:

Durante el período de enero a agosto de 2023, la duración promedio de las interrupciones en uno de los transformadores del circuito Real del Obispo 3 fue de 203.54 horas. Para el mismo período de 2024, este indicador disminuyó a 40.64 horas, lo que representa una reducción del 80% en la duración de las interrupciones. Esta mejora ha fortalecido la confiabilidad del servicio y beneficiado a más de 2,500 usuarios en el municipio de Zapayán, así como a varias veredas de los municipios de Concordia, Pedraza y Tenerife.

Por otra parte, en el departamento del Atlántico, se evidencian avances significativos en la calidad del servicio:

En el circuito Almendros, la duración promedio de las interrupciones en uno de los transformadores fue de 128.93 horas en el período de enero a agosto de 2023. Para el mismo período de 2024, este

indicador se redujo a 51.94 horas, lo que equivale a una disminución del 60%. Esta mejora ha incrementado la confiabilidad del servicio, beneficiando a más de 8,000 usuarios en el sector sur del Distrito de Barranquilla.

Estos resultados reflejan el impacto positivo de las acciones implementadas para optimizar la infraestructura eléctrica, mejorar la estabilidad del sistema y garantizar un servicio de mayor calidad a los usuarios.

5.2. Inversión en reducción y mantenimiento de las pérdidas

En el marco del compromiso estratégico de la empresa por garantizar una gestión eficiente y sostenible, se han implementado diversas iniciativas destinadas a controlar y disminuir las pérdidas de energía no técnicas en el mercado atendido por el operador de red. En este contexto, el Plan de Reducción de Pérdidas abarca desde la planificación estratégica hasta su ejecución, con base en los objetivos establecidos para la reducción del Índice de Pérdidas Totales (IPT) y la recuperación de energía a mediano y largo plazo.

La gestión se ha centrado en la adecuada coordinación y priorización de los planes de inversión, así como en el uso óptimo de los recursos. Estas acciones incluyen actividades dirigidas tanto a la mejora de la eficiencia de la red como a la reducción de las pérdidas no técnicas, mediante una operación basada en control energético, optimización de la red y tecnificación de la medida. Estas medidas tienen como propósito garantizar una facturación precisa de los consumos, al mismo tiempo que promueve la detección y eliminación de anomalías e irregularidades, a través de revisiones e inspecciones.

De manera alineada, la empresa desde sus inicios ha trabajado consistentemente en el cumplimiento de la senda regulatoria del Índice de Pérdidas Totales (IPT), con el objetivo de garantizar que los niveles de pérdidas se encuentren dentro de los parámetros definidos regulatoriamente en el artículo 5° de la Resolución CREG 167 de 2020. La empresa hasta el cierre de 2023 ha cumplido con la continuidad en la remuneración del Plan de Reducción de Pérdidas (CPROG).

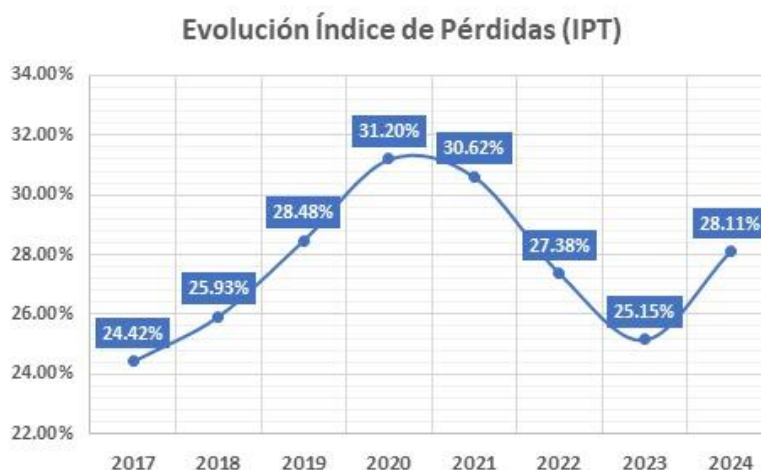
Tabla 8 Senda de Reducción de Pérdidas aprobada Resolución CREG 078 de 2021

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%

No obstante, desde finales del año 2023, Air-e ha enfrentado retos significativos en la prestación del servicio de energía eléctrica, derivados de factores coyunturales del sector energético y del mercado, los cuales se vieron agravados por eventos de fuerza mayor. Estas circunstancias resultaron en la imposibilidad de

ejecutar el presupuesto conforme a lo planificado y, consecuentemente, en la intervención administrativa de la empresa por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

En este contexto, a finales de 2023 y durante el año 2024, fue necesario ajustar las inversiones proyectadas, lo que impactó el cumplimiento de los objetivos regulatorios. Como resultado, en 2024, el Índice de Pérdidas Totales (IPT) se situó en 28.11%, registrando un incumplimiento frente a la meta establecida en la senda regulatoria, fijada en 23.98%.



Gráfica 9 Evolución Índice de Pérdidas desde el año 2017 hasta el año 2024

Las condiciones operativas y financieras de la empresa han impactado directamente en el incremento de las pérdidas, especialmente debido a los siguientes factores:

- Incremento inesperado de temperaturas. Se ha generado un aumento en los consumos energéticos que no se han podido controlar adecuadamente, afectando negativamente el nivel de pérdidas y deteriorando el indicador correspondiente.
- Reducción operativa durante el 2024: No se logró alcanzar el nivel de equipos operativos planificados, llegando solo al 50% requerido para el cumplimiento del Plan.
- Indisponibilidad de materiales para normalización: Esto ha limitado las acciones necesarias por parte de las áreas operativas disponibles.



6. Desviaciones del plan de inversión

Durante la ejecución del Plan de inversiones 2024, se identificaron necesidades adicionales a las aprobadas.

A continuación, se presenta las inversiones para el año 2024, detallando el monto aprobado por categoría de activos y nivel de tensión, expresado en unidades constructivas (UCC) según el capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018, con precios de referencia de diciembre de 2017. Este plan se ejecutó conforme a lo establecido en la Resolución CREG 501 109 de 2024.

Tabla 9 Desviación de las inversiones 2024

NIVEL DE TENSIÓN 4				
Código Categoría	Categoría de activos	Aprobado 2024	Ejecutado 2024	%
1	Transformadores de potencia	\$ 17,814,234,000.00	\$ 0.00	0.0%
2	Compensación reactiva	\$ 0.00	\$ 0.00	
3	Bahías y celdas	\$ 4,488,192,000.00	\$ 0.00	0.0%
4	Equipos de control y comunicaciones	\$ 4,050,911,000.00	\$ 0.00	0.0%
5	Equipos de subestación	\$ 2,541,150,000.00	\$ 0.00	0.0%
6	Otros activos subestación	\$ 5,053,588,949.00	\$ 0.00	0.0%
7	Líneas aéreas	\$ 1,433,892,000.00	\$ 54,549,000.00	3.8%
8	Líneas subterráneas	\$ 1,157,921,100.00	\$ 0.00	0.0%
9	Equipos de línea	\$ 0.00	\$ 0.00	
10	Centro de control	\$ 865,151,660.00	\$ 7,249,795.00	0.8%
NIVEL DE TENSIÓN 3				
1	Transformadores de potencia	\$ 2,178,810,000.00	\$ 0.00	0.0%
2	Compensación reactiva	\$ 0.00	\$ 0.00	
3	Bahías y celdas	\$ 6,065,837,000.00	\$ 0.00	0.0%
4	Equipos de control y comunicaciones	\$ 696,635,000.00	\$ 0.00	0.0%
5	Equipos de subestación	\$ 70,896,000.00	\$ 0.00	0.0%
6	Otros activos subestación	\$ 768,523,000.00	\$ 0.00	0.0%
7	Líneas aéreas	\$ 2,653,429,476.00	\$ 178,974,074.37	6.7%
8	Líneas subterráneas	\$ 0.00	\$ 9,353,120.00	
9	Equipos de línea	\$ 1,301,348,000.00	\$ 1,923,894,000.00	147.8%
10	Centro de control	\$ 865,151,660.00	\$ 7,249,795.00	0.8%
NIVEL DE TENSIÓN 2				
1	Transformadores de potencia	\$ 2,178,810,000.00	\$ 2,715,733,000.00	124.6%
2	Compensación reactiva	\$ 0.00	\$ 0.00	
3	Bahías y celdas	\$ 10,761,184,000.00	\$ 0.00	0.0%
4	Equipos de control y comunicaciones	\$ 3,519,623,728.00	\$ 61,380,000.00	1.7%
5	Equipos de subestación	\$ 4,828,519,000.00	\$ 1,197,471,000.00	24.8%
6	Otros activos subestación	\$ 605,588,000.00	\$ 1,198,540,000.00	197.9%
7	Líneas aéreas	\$ 58,932,370,699.00	\$ 6,742,245,489.56	11.4%
8	Líneas subterráneas	\$ 2,651,022,304.00	\$ 1,542,312,149.80	58.2%
9	Equipos de línea	\$ 5,598,092,000.00	\$ 467,859,000.00	8.4%
10	Centro de control	\$ 865,151,660.00	\$ 7,249,795.00	0.8%
Nivel de Tensión 1				
11	Transformadores de distribución	\$ 21,105,837,000.00	\$ 15,991,829,000.00	75.8%
12	Redes de distribución	\$ 7,984,961,351.00	\$ 338,784,510.25	4.2%
TOTAL		\$ 171,036,830,587.00	\$ 32,444,673,728.98	19.0%

Durante la ejecución del plan de inversión correspondiente al año 2024, se presentaron desviaciones respecto al monto aprobado inicialmente. Desde finales de 2023, Air-e ha enfrentado dificultades significativas en la prestación del servicio de energía eléctrica, derivadas de la coyuntura del sector energético y del mercado, lo que ha generado problemas de liquidez y restricciones en el flujo de caja desde el inicio del año 2024.

Como consecuencia, fue necesario modificar las inversiones originalmente planificadas con el propósito de garantizar la continuidad operativa de la empresa.

El 12 de septiembre de 2024, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios tomó posesión de Air-e, argumentando deficiencias en su capacidad técnica, operativa, administrativa y financiera. Durante el proceso de intervención, los cambios en la administración generaron retrasos en la toma de decisiones y en la asignación de recursos, afectando la ejecución del plan de inversión. La toma de posesión de la Superintendencia de Servicios Públicos en la empresa también comprendió la reasignación de prioridades, ajustando algunas iniciativas críticas y generando desviaciones respecto a la planificación inicial.



Como ya se ha mencionado, el 2 de septiembre de 2024, Air-e fue víctima de un ataque cibernético tipo "Ransomware Día Cero", que afectó gravemente su infraestructura tecnológica y comprometió sistemas esenciales. En respuesta, la empresa tuvo que enfocar sus esfuerzos en planes de contingencia para garantizar la continuidad del servicio eléctrico en Atlántico, Magdalena y La Guajira. Este ataque no solo generó retrasos en la operación diaria, sino que también afectó la actualización y seguimiento de la información sobre los proyectos de inversión. La recuperación de los sistemas y la reconstrucción de bases de datos críticas requirió la reasignación de recursos humanos y financieros, impactando directamente la ejecución del plan de inversiones.

Además de estos eventos, las desviaciones en el plan de inversión estuvieron relacionadas con la necesidad de atender proyectos en circuitos con condiciones técnicas críticas. Se priorizaron intervenciones en redes y transformadores para evitar sobrecargas y garantizar la estabilidad operativa del sistema, considerando la cargabilidad de los activos y los recursos disponibles. Estas acciones permitieron mantener la confiabilidad del suministro eléctrico y asegurar el funcionamiento de la red de distribución, aunque generaron diferencias con respecto al presupuesto aprobado inicialmente.

A pesar de estos desafíos, Air-e mantuvo su compromiso con la prestación del servicio eléctrico y la ejecución de inversiones necesarias para asegurar la continuidad del suministro en sus áreas de operación. A medida que se estabilizaron las operaciones y se reforzó la seguridad digital, la empresa enfocó sus esfuerzos en llevar a cabo las acciones previstas dentro del plan de inversión, con

el objetivo de conservar la infraestructura existente y mitigar el impacto de los eventos ocurridos.

Al cierre de agosto de 2024, Air-e registró una mejora significativa en sus indicadores de calidad del servicio. En comparación con 2019, el SAIDI se redujo de 115.43 a 46.06, mientras que el SAIFI disminuyó de 92.65 a 21.35, consolidando una mejora sustancial en la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico. Estos avances permitieron a la compañía alcanzar, de manera anticipada, los niveles de cumplimiento regulatorio establecidos para 2030.

Cabe destacar que, debido al ataque cibernético sufrido en septiembre, los datos certificados de estos indicadores están disponibles únicamente hasta el cierre de agosto de 2024.



7. Inversiones asociadas al esquema de calidad del servicio

Como Operador de Red en los departamentos de Atlántico, Magdalena y La Guajira, Air-e ha realizado inversiones significativas para optimizar la calidad del servicio eléctrico. Con un total de \$32,445 millones COP destinados a mejorar los indicadores, la empresa ha ejecutado proyectos clave para modernizar la infraestructura y mejorar la eficiencia del sistema eléctrico, reafirmando su compromiso con la satisfacción de los usuarios y el desarrollo de las comunidades atendidas.

Estos recursos han permitido la instalación de nuevos transformadores, la modernización de líneas y circuitos, así como la implementación de reguladores de 34.5 kV y la optimización de circuitos. Gracias a estas iniciativas, se ha logrado una distribución de energía más estable y confiable, reduciendo las interrupciones del servicio. Esto ha disminuido los inconvenientes tanto para hogares como para comercios e industrias, asegurando una operación más eficiente y continua.

El impacto de estas inversiones se refleja en la evolución de los principales indicadores de calidad del servicio. El índice SAIDI presentó una disminución significativa, pasando de 68.76 en 2021 a 46.06 en 2024. De igual forma, el SAIFI mostró una mejora notable, reduciéndose de 47.14 en 2021 a 21.39 en 2024. Cabe destacar que estos valores corresponden a mediciones realizadas hasta agosto de 2024, debido a las dificultades ocasionadas por el ataque cibernético que afectó los sistemas de la compañía.

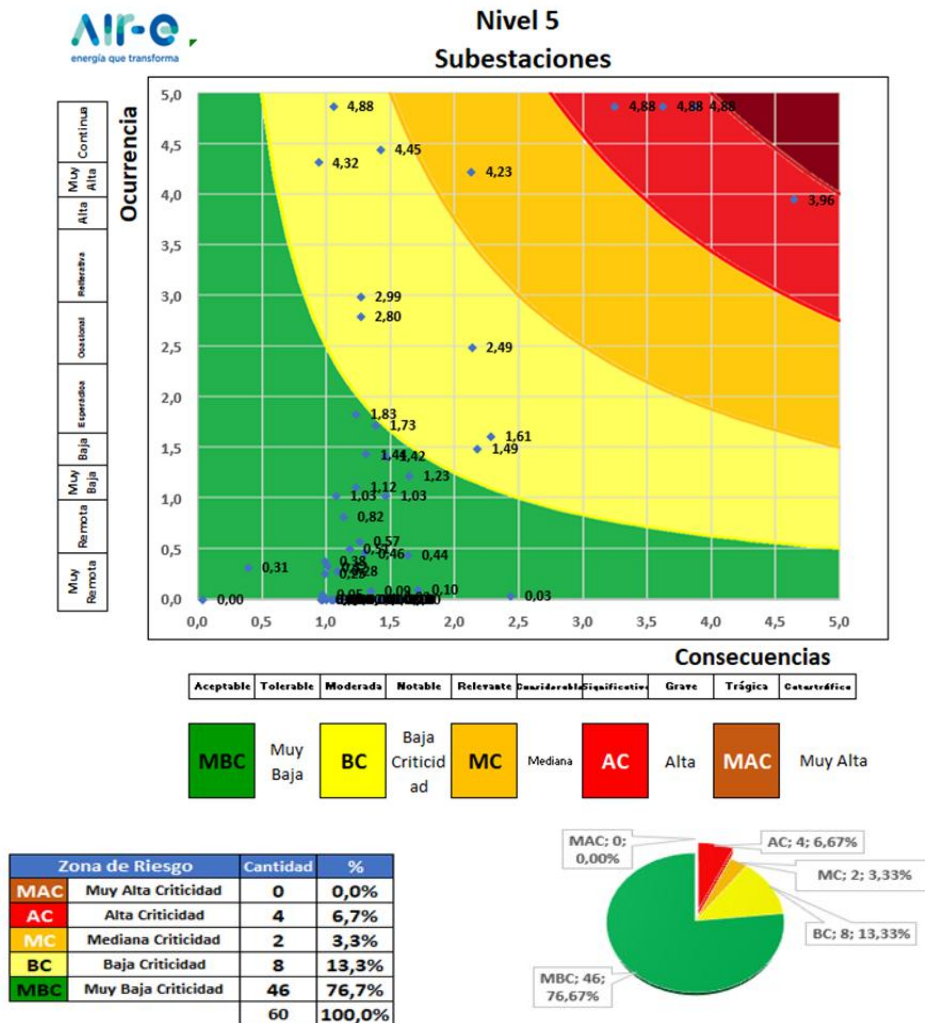
Más allá de los avances técnicos, la estrategia de inversión de Air-e ha generado beneficios tangibles para las comunidades de la región, impulsando el desarrollo económico y promoviendo la sostenibilidad ambiental. La modernización del sistema eléctrico ha creado condiciones más favorables para el crecimiento empresarial y ha mejorado la calidad de vida de los habitantes, garantizando un acceso confiable a la energía, un recurso esencial para la vida cotidiana y el progreso de los tres departamentos en los que opera la compañía.

8. Gestión de activos

Para el informe de avance en la implementación del Sistema de Gestión de activos, la empresa completó la evaluación de la criticidad, el estado de salud, la antigüedad y la obsolescencia de los activos durante el año 2024.

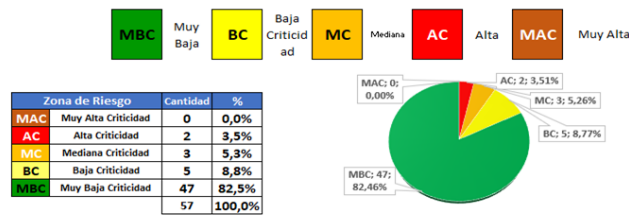
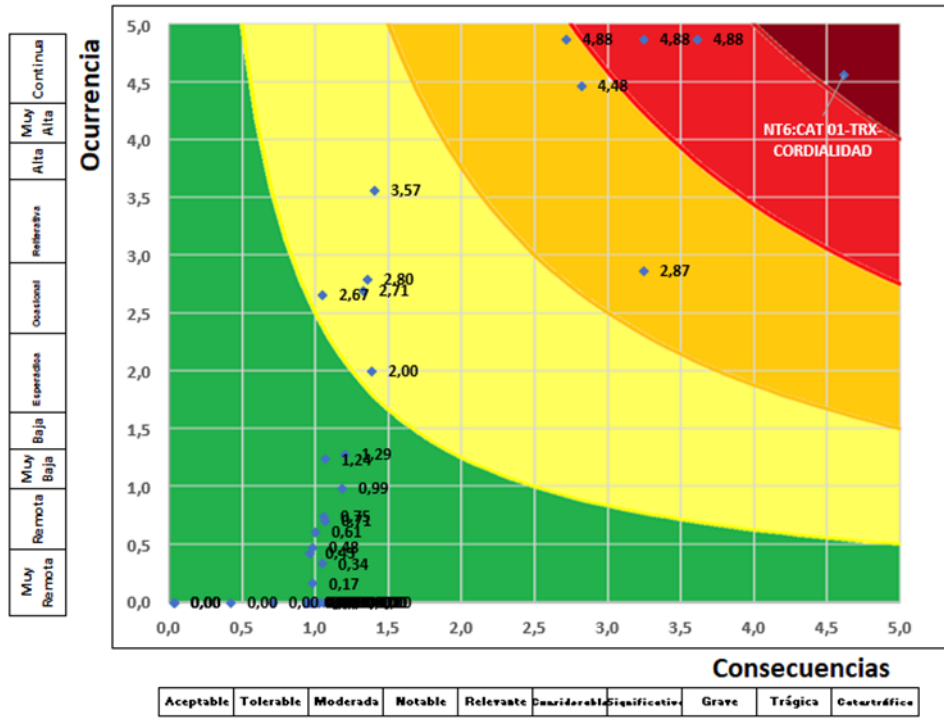
Este análisis sirvió como base para la elaboración de los planes de inversión correspondientes al período 2025-2029.

A continuación, se presenta el análisis detallado de los activos del Sistema de Distribución Local (SDL), específicamente para los niveles taxonómicos 5 y 6, abarcando las subestaciones eléctricas y los circuitos de distribución.



Gráfica 10 Criticidad en subestaciones del SDL

**Nivel 6
TRX**

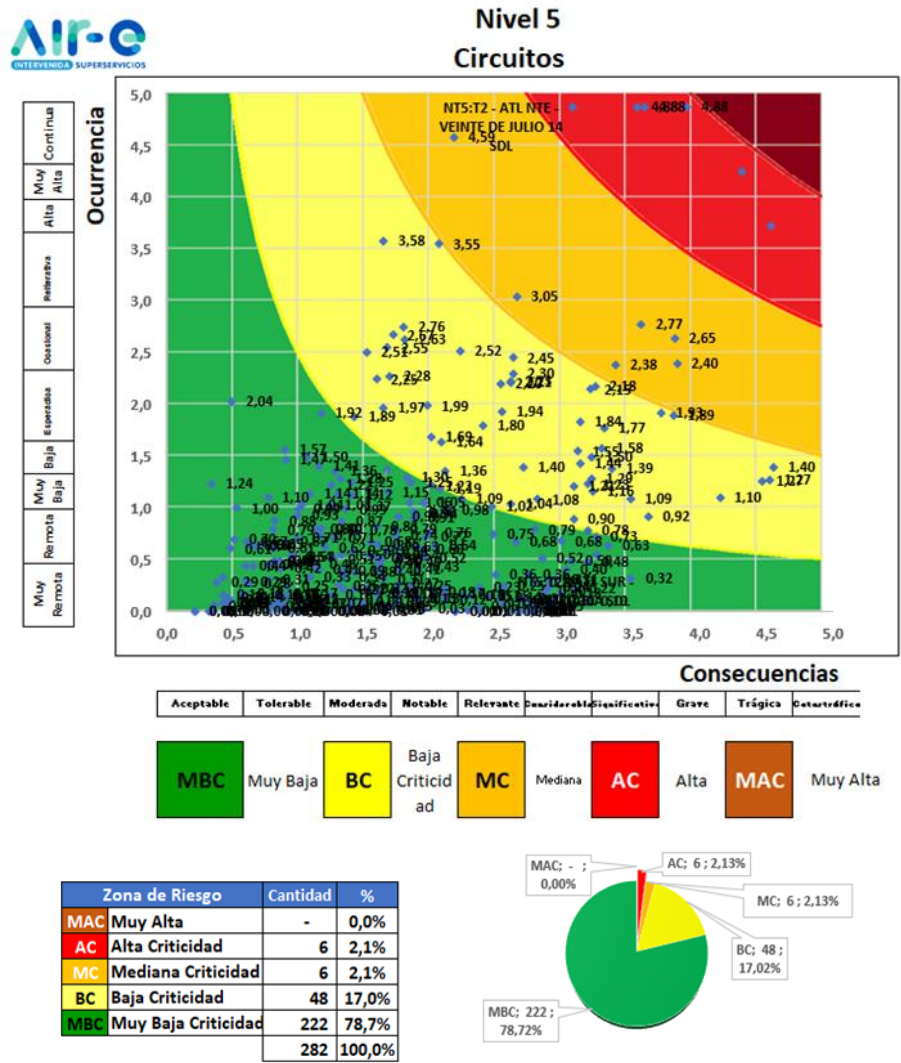


Gráfica 11 Criticidad en Transformadores de potencia del SDL

Tabla 10 Top 10 de Subestaciones

TOP	Territorial	Categorías	C	O	R	Zona de Riesgo
1	ATL NTE	NT6:CAT 01-TRX-CORDIALIDAD	3,50	4,88	17,08	AC
2	GUA	NT6:CAT 01-TRX-RIOHACHA	3,62	4,88	17,63	AC
3	MAG	NT6:CAT 01-TRX-LIBERTADOR	3,25	4,88	15,85	AC
4	ATL NTE	NT6:CAT 01-TRX-VEINTE DE JULIO	2,82	4,48	12,66	MC
5	ATL SUR	NT6:CAT 01-TRX-BARANOA	2,72	4,88	13,28	MC
6	ATL SUR	NT6:CAT 01-TRX-JUAN DE ACOSTA	3,25	2,87	9,32	MC
7	ATL NTE	NT6:CAT 01-TRX-RIO MAGDALENA	1,39	2,00	2,79	BC
8	GUA	NT6:CAT 01-TRX-CUESTECITAS	1,41	3,57	5,04	BC
9	GUA	NT6:CAT 01-TRX-VILLANUEVA	1,36	2,80	3,81	BC
10	MAG	NT6:CAT 01-TRX-ARACATACA	1,33	2,71	3,59	BC

Se destaca la subestación Cordialidad, la cual presenta una criticidad muy alta debido a su impacto significativo en eventos relacionados con el transformador de potencia y las celdas de media tensión. Asimismo, las subestaciones Riohacha y Libertador también presentan una alta criticidad.



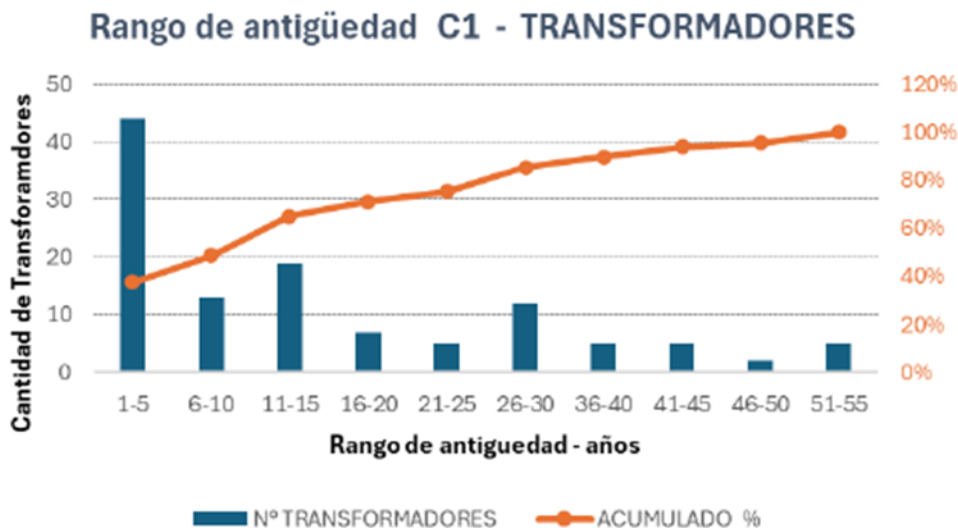
Gráfica 12 Criticidad en circuitos del SDL

Tabla 11 Top 10 de circuitos 13.8 kV

TOP	Territorial	Circuitos	C	O	R	Zona de Riesgo
1	ATL NTE	NT5:T2 - ATL NTE -CENTRO 11 SDL	4,53	3,73	16,91	AC
2	ATL NTE	NT5:T2 - ATL NTE -JUAN MINA 1 SDL	3,05	4,88	14,85	AC
3	ATL NTE	NT5:T2 - ATL NTE -PUERTA DE ORO 4 SDL	4,31	4,26	18,37	AC
4	ATL SUR	NT5:T2 - ATL SUR -LURUACO SDL	3,90	4,88	19,03	AC
5	GUA	NT5:T2 - GUA -MINGUEO SDL	3,53	4,88	17,20	AC
6	MAG	NT5:T2 - MAG -CERRO KENEDY SDL	3,58	4,88	17,47	AC
7	ATL NTE	NT5:T2 - ATL NTE -20 DE JULIO SDL	1,65	2,55	4,21	BC
8	ATL NTE	NT5:T2 - ATL NTE -ALMENDROS (ATLANTICO)	2,60	2,45	6,37	BC
9	ATL NTE	NT5:T2 - ATL NTE -ATLANTICO SDL	2,58	1,04	2,68	BC
10	ATL NTE	NT5:T2 - ATL NTE -CARACOLI 5 SDL	2,20	2,52	5,55	BC

Se identifican los circuitos Centro 1, Juan Mina 1, Puerta de Oro 4, Luruaco, Mingueo y Cerro Kennedy como los más críticos dentro del Sistema de Distribución Local (SDL).

El análisis de la antigüedad de los activos se realizó a nivel taxonómico 6, identificando las categorías 1 (Transformadores de potencia) y 3 (Bahías y celdas) como los activos de mayor relevancia.

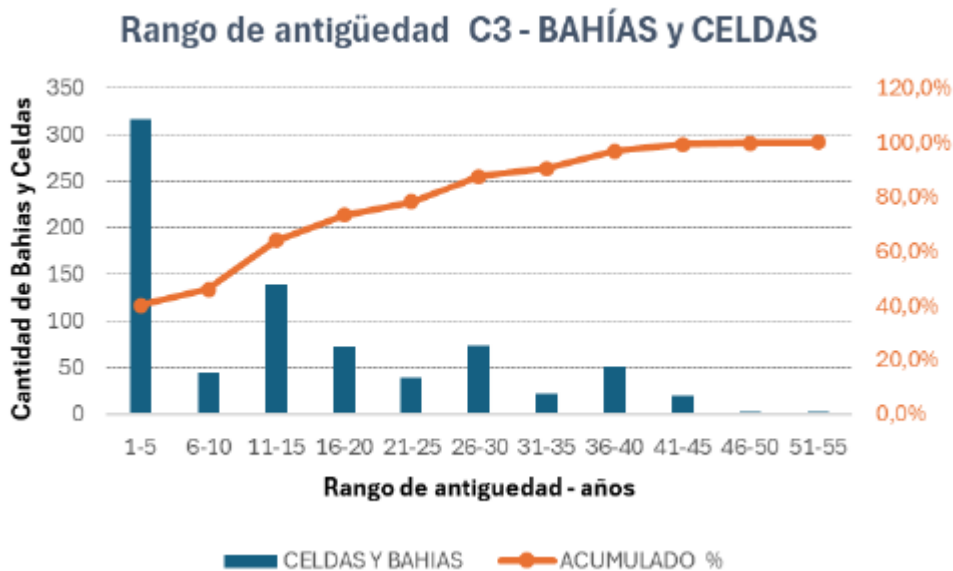


Gráfica 13 Antigüedad de transformadores de potencia

El inventario de transformadores de potencia (categoría 1) consta de 117 unidades. El 36.7% de estos (44 unidades) tienen entre 1 y 5 años de antigüedad, y el 65% tiene menos de 15 años. De acuerdo con la Resolución CREG 015/2018 (modificada por la 085/2018), 100 transformadores (85.5%) están dentro de la vida útil remunerada (0-35 años), mientras que 17 (14.5%) la superan. Se excluyeron 6 unidades en evaluación para reparación.

Tabla 12 Rango de antigüedad de los transformadores de potencia

Categoría	Nombre categoría	Antigüedad	Rango	Cantidad	% Acumulado	Cantidad Acumulada
1	Transformadores	1-5	R01	44	37,6%	44
		6-10	R02	13	48,7%	57
		11-15	R03	19	65,0%	76
		21-25	R05	7	70,9%	83
		26-30	R06	5	75,2%	88
		31-35	R07	12	85,5%	100
		36-40	R08	5	89,7%	105
		36-41	R09	5	94,0%	110
		46-50	R10	2	95,7%	112
		51-55	R11	5	100,0%	117
		Total				117



Gráfica 14 Histograma del rango de antigüedad de bahías y celdas

El inventario de bahías y celdas (categoría 3) consta de 788 unidades. El 40.2% de estos equipos tienen entre 1 y 5 años de antigüedad, y el 63.8% tiene menos de 15 años. De acuerdo con la Resolución CREG 015/2018 (modificada por la 085/2018), 713 bahías y celdas (90.5%) están dentro de la vida útil remunerada (0-35 años), mientras que 75 (9.5%) la superan.

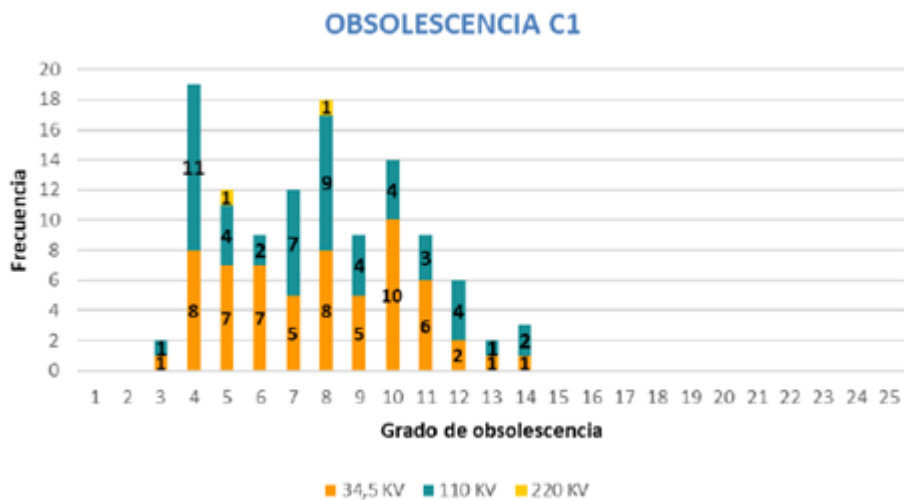
Tabla 13 Histograma del rango de antigüedad de bahías y celdas

Categoría	Nombre categoría	Antigüedad	Rango	Cantidad	% Acumulado	Cantidad Acumulada
3	Celdas y Bahías	1-5	R01	317	40,2%	317
		6-10	R02	46	46,1%	363
		11-15	R03	140	63,8%	503
		16-20	R04	73	73,1%	576
		21-25	R05	40	78,2%	616
		26-30	R06	74	87,6%	690
		31-35	R07	23	90,5%	713
		36-40	R08	51	97,0%	764
		41-45	R09	20	99,5%	784
		46-50	R10	2	99,7%	786
		51-55	R11	2	100,0%	788
Total				788		

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

Para los transformadores de potencia el mínimo grado de obsolescencia fue 3 y el máximo corresponde a 14. Así, en la Figura siguiente se aprecia el histograma de la valoración de obsolescencia de 117 transformadores de niveles de tensión 3, 4 y 5, en el cual se observa que la mayor cantidad de activos (24) tienen un grado de obsolescencia de 4, 8 y 10. Así pues, 20 activos correspondientes al 17% del total de transformadores de potencia cuentan con grado de obsolescencia moderado.

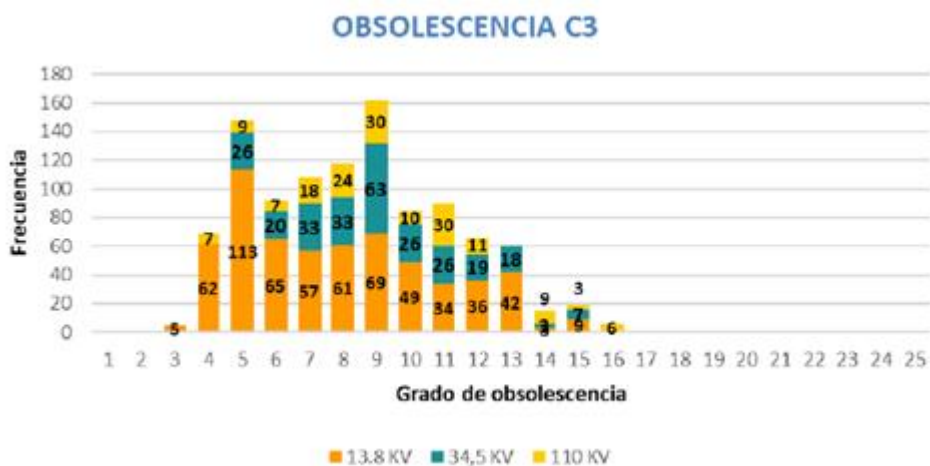
Los 2 transformadores de potencia de nivel de tensión 5 se encuentran en un grado de obsolescencia leve, la prioridad se centra en los 10 transformadores de nivel de tensión primaria 4 y 10 transformadores de nivel de tensión 3 que tienen un grado de obsolescencia mayor o igual a 10. Existen 6 transformadores que no se incluyeron por estar averiados y que tendrían obsolescencia 25.



Gráfica 15 Grado de obsolescencia por nivel de tensión para los activos de categoría 1 (transformadores de potencia)

Por otra parte, para el caso de los activos de categoría 3, en la Figura siguiente se aprecia el histograma de la valoración de obsolescencia de 788 bahías y celdas de niveles de tensión 2, 3 y 4, en el cual el grado de obsolescencia varía entre 3 y 16 y, además, se encuentra que los puntajes más comunes son 5 y 9 que suman al 39% de los activos de esta categoría (182 de nivel 2, 89 de nivel 3 y 39 de nivel 4).

Así pues, 310 activos correspondientes al 39% del total de bahías y celdas cuentan con grado de obsolescencia menor o igual a 19, es decir, tienen un grado de obsolescencia moderado o leve. Consecuentemente, 189 activos tienen grado de obsolescencia mayor o igual a 20, lo cual los clasifica como activos de obsolescencia crítica.



Gráfica 16 Grado de obsolescencia por nivel de tensión para los activos de categoría 3 (bahías y celdas)

9. UC especiales

Durante el 2024, al igual que en los anteriores ejercicios, se instalaron activos que son remunerados por medio de unidades constructivas especiales (UUCCE) que le fueron aprobadas a Air-e para acometer las obras y proyectos planeados durante el año. Las cantidades y valores finales ejecutados se presentan a continuación:

UC Especial	Descripción UC	Categoría	Vida útil	Valor Instalado UC	Cantidad Ejecutada	Valor Ejecutado
N2L147	POSTE DE CONCRETO DE 12X1600 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$5,822,847	4	\$23,291,389
N2L151	POSTE DE CONCRETO DE 14X1324 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$8,988,335	13	\$116,848,365
N2L152	POSTE DE CONCRETO DE 12X2500 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$9,423,777	13	\$113,085,333
N2L153	POSTE DE CONCRETO DE 12X1324 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$7,095,919	233	\$1,589,485,974
N2L154	POSTE DE CONCRETO DE 12X1324 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$5,702,697	413	\$2,281,078,991
N2L155	POSTE DE CONCRETO DE 14X2500 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$11,363,478	1	\$11,363,478
N2L156	POSTE DE CONCRETO DE 12X1600 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$7,540,455	28	\$143,268,651
N2L157	POSTE DE CONCRETO DE 14X1324 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$6,416,526	14	\$89,831,367
N2L159	POSTE DE CONCRETO DE 14X4000 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$14,506,785	5	\$58,027,141
N2L160	POSTE DE CONCRETO DE 14X1600 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$7,626,532	1	\$-
N2L161	POSTE DE CONCRETO DE 14X1600 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$9,563,599	3	\$19,127,199
N2L162	POSTE DE CONCRETO DE 12X4000 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$12,274,106	1	\$12,274,106
N2L163	POSTE DE CONCRETO DE 12X2500 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$7,602,301	4	\$30,409,204
N3L129	POSTE DE CONCRETO DE 14X2500 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$9,479,756	1	\$9,479,756
N3L130	POSTE DE CONCRETO DE 14X1050 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$4,523,490	4	\$18,093,963
N3L132	POSTE DE CONCRETO DE 14X1324 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$5,359,701	4	\$21,438,805
N3L138	POSTE DE CONCRETO DE 14X2500 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$7,066,466	1	\$7,066,466
N3L145	POSTE DE CONCRETO DE 14X1324 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$7,827,307	2	\$15,654,614
Total Ejecutado					745	\$4,559,824,809



10. Diagramas unifilares actualizados

Para tal efecto, Air-e suministra el diagrama unifilar del sistema y para cada una de las subestaciones que lo conforman con el estado de la infraestructura a diciembre de 2024. Los cuales podrán ser consultados en el Anexo F. Diagramas Unifilares.

11. Formatos de reporte

Los formatos para el reporte de la información de ejecución del plan de inversión del año 2024 solicitados en la circular CREG 024 del 2020 y sus modificaciones, pueden ser consultados del Anexo D. Formatos, los cuales se describen como:

Inventario reconocido BRA_0 OR - AIRE: Información de la base regulatoria de activos inicial.

OR_BRAFO_Año4_Rev2: Información de las unidades constructivas que salieron de operación en el año 2024.

OR_INVA_Año4_Rev2: Información del plan de inversiones aprobado. Contiene también nuevos proyectos y activos que fueron construidos y no estaban en el plan de inversión aprobado. Este formato fue actualizado por la circular CREG 017 de 2024.

OR_INVTR_Año4_Rev2: Información de las unidades constructivas que entraron en operación en el año 2024, se indican las diferencias con el plan de inversión aprobado.

Resumen_Año4_Rev_2.xlsx: Reporte resumen de la información correspondiente a la aprobación y ejecución del plan de inversión, los activos que salieron de operación, los indicadores agregados de calidad del servicio, los flujos de energía en el mercado de comercialización del OR, entre otros.