



Superintendencia de
Servicios Públicos Domiciliarios



PROGRAMA DE GESTIÓN ACORDADO DE LARGO PLAZO

**SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS
DOMICILIARIOS – CARIBEMAR DE LA COSTA SAS ESP (AFINIA)**

**INFORME DE SEGUIMIENTO No. 20
CUARTO TRIMESTRE 2025**

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	3
2	ANTECEDENTES DEL PGLP	5
3	EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES	7
3.1	RESULTADOS DE LOS INDICADORES PARCIALES	3
3.2	RESULTADOS DE LOS INDICADORES DE RESULTADO	10
4	CONCLUSIONES.....	12
5	RECOMENDACIONES	35

ANEXO 1. SEGUIMIENTO A LOS INDICADORES DEL CUARTO TRIMESTRE 2025

1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo con las condiciones de prestación del servicio de energía eléctrica del mercado de la Región Caribe y cuya parte de la prestación del servicio fue adjudicada por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. mediante subasta a la empresa CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. con marca AFINIA, se estableció la necesidad por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de hacer un seguimiento detallado a los compromisos adquiridos por parte de la citada empresa, especialmente en materia de inversiones y de mejora de la prestación del servicio para los departamentos y municipios que hacen parte del mercado de comercialización adjudicado: departamentos de Bolívar, Córdoba, Cesar, Sucre y 11 municipios del Magdalena (El Banco, Guamal, San Sebastián de Buenavista, Santa Ana, Pijiño del Carmen, San Zenón, Santa Bárbara del Pinto, Ariguaní, Sabanas de San Ángel, Algarrobo, y Nueva Granada) y algunos usuarios ubicados en los municipios de Repelón y Manatí del departamento del Atlántico y La Jagua del Pilar en el departamento de La Guajira.

Como resultado de lo anterior, el día 17 de diciembre de 2020 se suscribió un Programa de Gestión de Largo Plazo –PGLP– entre la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -Superservicios o SSPD- y la empresa CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. –AFINIA–, de común acuerdo y cuyo plazo máximo de cumplimiento fue hasta el 31 de diciembre de 2025.

Así mismo, en el desarrollo del PGLP y como fue previsto en su estructuración, de común acuerdo se suscribió el 13 de julio de 2022 la Adenda No. 1 en la cual se realizaron ajustes a algunos de los indicadores parciales y de resultado o la descripción de sus fórmulas.

Los objetivos que se persiguieron con el programa de gestión acordado de largo plazo fueron los siguientes:

1. Mejorar la continuidad del servicio en el Sistema de Distribución Local, en cuanto a la duración y frecuencia de las interrupciones en su mercado de comercialización.
2. Mejorar la confiabilidad en el Sistema de Transmisión Regional –STR–, en cuanto a reducir la magnitud de la demanda no atendida.
3. Mejorar la calidad de la potencia, relacionado con el perfil de tensión y distorsión armónica total en activos de los niveles de tensión II, III, IV.
4. Reducir las pérdidas de energía.
5. Reducir el número de accidentes de origen eléctrico.
6. Mejorar las condiciones de atención al usuario.
7. Implementar la política de responsabilidad social empresarial.
8. Reducir los usuarios de áreas especiales, especialmente de los barrios subnormales (BSN) y las Zonas de Difícil Gestión (ZDG).

Para cumplir estos objetivos, se definieron los compromisos que debía ejecutar el prestador, los cuales fueron valorados con indicadores parciales y de resultado, en concordancia con las metas y plazos acordados.



**Superintendencia de
Servicios Públicos Domiciliarios**

En este sentido, la Superservicios realizó el seguimiento al cumplimiento del PGLP a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía –DTGE–, con base en los informes trimestrales presentados por el prestador, entregados a la Superservicios dentro de los treinta (30) días calendario posteriores a la finalización de cada periodo evaluado, así como la demás información que consideró pertinente para cumplir esta labor encargada.

El resultado del seguimiento realizado por la DTGE se consignó en informes que la Superservicios ha decidido socializar con la comunidad y las instituciones interesadas, con el fin de poder brindar la información necesaria y permanente de la mejora en las condiciones de prestación del servicio en el mercado atendido por AFINIA.

El presente informe muestra los antecedentes del PGLP suscrito entre la Superservicios y AFINIA y los avances obtenidos en los periodos anteriores de seguimiento del PGLP.

Posteriormente, se presenta el seguimiento al cumplimiento del programa durante el cuarto trimestre de 2025 y los resultados de evaluación de los indicadores, seguido de las conclusiones del informe de seguimiento y las recomendaciones planteadas.

Por otro lado, en el Anexo 1 se muestran los resultados en detalle de la evaluación para cada uno de los indicadores de seguimiento tanto parciales como de resultado, acompañados de su respectivo análisis.

2 ANTECEDENTES DEL PGLP

La Superservicios, en cumplimiento de sus funciones, y dadas las condiciones de prestación del servicio en el mercado atendido por la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., ordenó la toma de posesión de los bienes, haberes y negocios de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., mediante la Resolución SSPD No. 20161000062785 del 14 de noviembre de 2016, y posteriormente a través de la Resolución SSPD No. 20171000005985 del 14 de marzo de 2017 determinó que la toma de posesión de la empresa tendría fines liquidatorios, disponiendo una etapa de administración temporal, con el fin de salvaguardar la prestación del servicio.

En este ejercicio se adelantaron diferentes acciones para definir el mecanismo de solución empresarial para determinar el prestador o prestadores del servicio en el mercado en cuestión, proceso que culminó con la segmentación del mercado de Electricaribe en dos mercados, denominados Caribemar y Caribesol, y su posterior adjudicación a dos compañías, cada una a cargo de la operación de tales segmentos de mercado. En este orden, el 30 de marzo de 2020 Electricaribe (el Vendedor) y EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. –EPM E.S.P.– (el Comprador) suscribieron un contrato de adquisición de acciones para el segmento denominado CaribeMar por el 100% de las acciones en el capital de CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. con marca AFINIA.

Posterior a la adjudicación, se realizaron las diferentes actividades entre los prestadores mencionados, así como los demás trámites necesarios para que AFINIA pudiera iniciar la prestación del servicio. Desde el 1 de octubre de 2020 AFINIA realiza las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica, en el mercado de comercialización denominado Caribe Mar y que comprende los departamentos Bolívar, Córdoba, Cesar, Sucre y 11 municipios del Magdalena (El Banco, Guamal, San Sebastián de Buenavista, Santa Ana, Pijiño del Carmen, San Zenón, Santa Bárbara del Pinto, Ariguani, Sabanas de San Ángel, Algarrobo, y Nueva Granada) y algunos usuarios ubicados en los municipios de Repelón y Manatí del departamento del Atlántico y La Jagua del Pilar en el departamento de La Guajira.

De manera paralela y como se manifestó en la parte introductoria, la Superservicios identificó la necesidad de suscribir un programa de gestión acordado de largo plazo para establecer compromisos en la mejora de la prestación del servicio. En este sentido, desde el momento de adjudicación del mercado, se inició la revisión y estructuración de los compromisos y metas de dicho programa, enmarcadas al cumplimiento de los 8 objetivos identificados como aspectos de mejora necesarios para los usuarios y el mercado.

Acordados y concertados los compromisos, indicadores, metas y plazos, el 17 de diciembre de 2020 se suscribió entre la Superservicios y AFINIA el Programa de Gestión de Largo Plazo, con plazo máximo de cumplimiento hasta el 31 de diciembre de 2025; el documento y la matriz de indicadores se encuentran publicados en el siguiente enlace:

<https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Programas-de-gestion/Caribe-Mar-de-la-Costa-S.A.S.-E.S.P.-AFINIA>.



**Superintendencia de
Servicios Públicos Domiciliarios**



En resumen, el PGLP buscó que el prestador cumpla los objetivos del programa y para ello el seguimiento se realizó a través de indicadores parciales y de resultado. Es preciso aclarar que los indicadores parciales apuntaron a la consecución de los indicadores de resultados, pero algún incumplimiento en los primeros no determinó el incumplimiento de los segundos, sino que permitió generar las alertas tempranas para que se tomaran los correctivos que llevaron al final del periodo a cumplir con el resultado esperado. El PGLP fue definido entonces con 20 indicadores parciales y 23 indicadores de resultado con los que se esperó cumplir con los 8 objetivos principales para la mejora de prestación del servicio en el periodo de 2021 a 2025 por parte de AFINIA.

3 EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES

En cumplimiento de lo previsto frente al seguimiento del PGLP, a la fecha CARIBEMAR S.A.S. E.S.P., en adelante AFINIA, remitió los informes trimestrales correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2025. Estos informes fueron objeto de revisión y análisis por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Energía –DTGE–, y cuyos resultados han sido publicados y pueden ser consultados a través del vínculo:

<https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Programas-de-gestion/Caribe-Mar-de-la-Costa-S.A.S.-E.S.P.-AFINIA>.

En general, del seguimiento a los compromisos se observó un cumplimiento del PGLP, sin embargo, en el segundo informe del año 2021 se identificó una alerta en el indicador de *“Ejecución de Inversiones orientadas a recuperación de pérdidas del documento CONPES 3966 de 2019”* dado que se incumplía por segunda vez.

En el seguimiento al tercer informe del año 2021, se observó que fue reiterativo el incumplimiento de los indicadores parciales correspondientes a la, *“Ejecución del Plan de Reducción de Pérdidas y Ejecución de plan de inversiones en activos de uso dirigidos a gestión de pérdidas”* generando una alerta temprana.

Frente al cumplimiento de los indicadores parciales del objetivo de reducción de pérdidas, en reunión con el prestador el 15 de diciembre de 2021, se informó sobre el estado actual de dicho objetivo y la necesidad de presentar por parte de AFINIA las acciones correctivas para mejorar el desempeño en este punto. Sumado a lo anterior, con el reiterado incumplimiento de dichos indicadores en el tercer informe, se activó un comité especial de seguimiento con el fin de que el prestador focalice y refuerce acciones correctivas, y presente tales resultados de manera mensual a dicho comité.

A dicho comité le había sido incorporado el seguimiento al indicador de *“Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio en el STR aprobadas en el plan de inversión”*, teniendo en consideración los resultados evaluados a la empresa en el informe del cuarto trimestre de 2022. Con el cumplimiento de la fecha de vigencia del PGLP, se da cierre al comité de seguimiento.

De otra parte, con radicado SSPD 20215292193062 del 13 de agosto de 2021, AFINIA remitió en cumplimiento de lo previsto en el PGLP la solicitud de modificación de proyectos considerando la aprobación de cargos particulares al prestador mediante la Resolución CREG 025 de 2021 y CREG 079 de 2021. Sin embargo, tales ajustes se efectuaron a partir de tercer informe de seguimiento del PGLP del año 2021, considerando que la aprobación de los cargos particulares quedó en firme en ese periodo.

Según las condiciones generales para el seguimiento de los indicadores, establecida en el Programa de Gestión de Largo Plazo, si un indicador parcial presenta incumplimiento en dos o más periodos de evaluación en un mismo año, este se considera en estado de alerta. De acuerdo con lo anterior, para el cuarto trimestre de 2024 presentaron dicho estado los siguientes indicadores:

1.6b) Avisos de las interrupciones programadas: Notificación a los usuarios industriales.

4.1) Ejecución de inversiones orientadas a recuperación de pérdidas del documento CONPES 3966 de 2019.

4.2) Ejecución Plan de Control de Pérdidas de Energía.

5.1) Construir e implementar un plan de gestión de riesgo eléctrico de acuerdo con los artículos 26 y 27 del RETIE.

7.2) Cumplimiento a las acciones definidas en el plan de mejoras en el año analizado.

Para el horizonte de evaluación de este documento comprendido entre el 1 de septiembre y el 31 de diciembre de 2025, AFINIA remitió el informe correspondiente mediante la siguiente comunicación:

RADICADO SSPD	FECHA	DESCRIPCIÓN
20265290438182	02/02/2026	REPORTE 4TO TRIMESTRE 2025 PGLP DE CARIBEMAR-SSPD - FOLIOS 11

Tras la revisión de la información inicialmente enviada, el equipo encargado de la elaboración del informe de seguimiento realizó un requerimiento adicional de información mediante el Radicado SSPD No. 20262202367281, del 26 de mayo de 2026. La información solicitada fue enviada por AFINIA mediante el radicado relacionado a continuación:

RADICADO	FECHA	DESCRIPCIÓN
20265292589762	17/06/2026	REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN PLAN DE GESTIÓN DE LARGO PLAZO - 1ER, 2DO, 3ER Y 4TO TRIMESTRE DEL 2025

A partir de dicha información y de la información del SUI y de XM Compañía en Expertos en Mercados S.A. E.S.P se verificó el estado de cumplimiento de los indicadores.

En las siguientes secciones se presenta el resumen de los resultados al seguimiento de los indicadores evaluados en el cuarto trimestre de 2025, de igual manera se muestra el resumen de la evolución de los indicadores parciales y de resultado con corte al trimestre en referencia. En las tablas resumen de la evolución de los indicadores de seguimiento (Tabla 1 y Tabla 2), se resaltan en color verde los indicadores que cumplen la meta, mientras que en color rosa aquellos que la incumplen.

3.1 RESULTADOS DE LOS INDICADORES PARCIALES

Tabla 1. Evolución de indicadores parciales durante el año 2025

No.	Objetivo	INDICADORES PARCIALES	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	Meta Indicador 2025	2025 Trimestre 1	2025 Trimestre 2	2025 Trimestre 3	2025 Trimestre 4
1	Continuidad del servicio en el SDL	1) Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio aprobadas en el plan de inversión.	Trimestral	Mayor o igual al 90%	182%	110%	101%	100%
		2) Cumplimiento del programa de mantenimientos por circuito.	Trimestral	Mayor o igual al 90%	100,15%	101,36%	102,02%	99,15%
		3) Mejora SAIDI por circuito.	Semestral	Mayor o igual a cero	NO APLICA ¹	47%	NO APLICA ¹	-6%
		4) Mejora de SAIFI por circuito.	Semestral	Mayor o igual a cero	NO APLICA ¹	58%	NO APLICA ¹	21%
		5) Reducir los tiempos de atención de interrupciones no programadas.	Trimestral	Mayor o igual al 82%	88,82%	83,64%	76,66%	87,27%
		6a) Avisos de las interrupciones programadas: Cobertura en medios de comunicación masivos.	Semestral	Mayor o igual al 80%	NO APLICA ¹	100%	NO APLICA ¹	100%
		6b) Avisos de las interrupciones programadas: Notificación a los usuarios industriales.	Semestral	100%	NO APLICA ¹	84,23%	NO APLICA ¹	82,7%
2	Confiabilidad en el STR	1) Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio en el STR aprobadas en el plan de inversión.	Trimestral	Mayor o igual al 80%	87,9%	81,5%	87,2%	88,9%
		2) Cumplimiento del programa de mantenimientos por activo.	Trimestral	Mayor o igual al 80%	100%	95,7%	96,5%	96,9%
3	Calidad de la Potencia eléctrica	1) Ejecución de inversiones aprobadas en el plan de inversión orientadas a la calidad de la potencia en los activos de nivel de tensión 4, 3 y 2.	Trimestral	Mayor o igual al 80%	104,68%	93,59%	91,84%	85,6%
4	Pérdidas	1) Ejecución de inversiones orientadas a recuperación de pérdidas del documento CONPES 3966 de 2019.	Trimestral	Mayor o igual al 90%	SIN RESULTADO ²	SIN RESULTADO ²	0%	0%
		2) Ejecución Plan de Control de Perdidas de Energía: incluye las actividades: a) Campañas sistemáticas en consumidores regulados y medios. b) Gestión de grandes consumidores. c) Instalación de Macromedida.	Trimestral	Mayor o igual al 80%	3,6%	11,7%	12%	7,3%
		3) Ejecución de Plan de Reducción de Pérdidas de Energía: incluye las actividades de: a) Instalación de medidores a usuarios sin medición. b) Sistema de medición centralizada AMI. c) Aseguramiento de la red.	Trimestral	Mayor o igual al 80%	SIN RESULTADO ²	30,7%	86,4%	61,4%
		4) Ejecución plan de inversiones activos de uso dirigido a gestión de pérdidas.	Trimestral	Mayor o igual al 80%	SIN RESULTADO ²	0,2%	3,8%	9,3%
5	Riesgo Eléctrico	1) Construir e implementar un plan de gestión de riesgo eléctrico de acuerdo con los artículos 26 y 27 del RETIE.	Trimestral	Mayor o igual al 80%	SIN RESULTADO ²	SIN RESULTADO ²	SIN RESULTADO ²	SIN RESULTADO ²

No.	Objetivo	INDICADORES PARCIALES	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	Meta Indicador 2025	2025 Trimestre 1	2025 Trimestre 2	2025 Trimestre 3	2025 Trimestre 4
6	Atención al usuario	1) Implementar una estrategia que optimice el procedimiento de trámite oportuno y de calidad de reclamaciones por parte de la empresa	Trimestral	Mayor o igual al 80%	40%	48%	75%	85%
		2) Mantener el porcentaje de casos resueltos mediante el programa de atención al cliente en primer contacto del universo de casos que aplique.	Trimestral	Mayor o igual a cero	36,47%	34,15%	30,77%	19,40%
7	Responsabilidad Social Empresarial	1) Construir y establecer la línea de base del RSE.	Trimestral	Mayor o igual al 80%	SUPERADO ³	SUPERADO ³	SUPERADO ³	SUPERADO ³
		2) Cumplimiento a las acciones definidas en el plan de mejoras en el año analizado.	Trimestral	Mayor o igual al 90%	70%	92,86%	100%	94%
8	Programa de Normalización, gestión de pérdidas eléctricas y cartera	1) Diseñar e implementar un programa de acompañamiento social para la implementación de los programas de pérdidas, normalización de subnormales y prepago, identificando aquellas acciones con foco en ZDG y BSN.	Trimestral	Mayor o igual al 90%	35,6%	31,7%	28,2%	2,2%

3.2 RESULTADOS DE LOS INDICADORES DE RESULTADO

Tabla 2. Evolución de indicadores de resultado durante el año 2025

No.	Objetivo	INDICADORES DE RESULTADO	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	Meta Indicador 2025	2025 Trimestre 1	2025 Trimestre 2	2025 Trimestre 3	2025 Trimestre 4
1	Continuidad del servicio en el SDL	1a) Mejorar la continuidad del servicio en cuanto a la duración de las interrupciones programadas y no programadas según la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	13,56%
		1b) Mejorar la continuidad del servicio en cuanto a la duración de las interrupciones no programadas.	Semestral	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	50,39%	NO APLICA ¹	38,73%
		2a) Mejorar la continuidad del servicio en cuanto a la frecuencia de las interrupciones programadas y no programadas según la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018:	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	9,87%
		2b) Mejorar la continuidad del servicio en cuanto a la duración de las interrupciones no programadas.	Semestral	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	29,03%	NO APLICA ¹	23,82%
		3) Informar a los usuarios las interrupciones programadas.	Semestral	Mayor o igual al 95%	NO APLICA ¹	84,57%	NO APLICA ¹	85,57%
2	Confiabilidad en el STR	1) Reducir la demanda no atendida no programada en todo el mercado de comercialización a nivel de STR.	Anual	Menor o igual a "0%"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	-42,99%
		2) Reducir las horas de indisponibilidad en los activos del STR: a) Interrupciones no programados	Anual	Menor o igual a "0%"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	1561,67%
		2) Reducir las horas de indisponibilidad en los activos del STR: b) Interrupciones programados	Anual	Menor o igual a "0%"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	-6,26%
3	Calidad de la Potencia eléctrica	1) Infraestructura para el registro de calidad de potencia, cumplimiento de la Resolución CREG 024 de 2005.	Anual	Mayor o igual al 90%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	SUPERADO ³

No.	Objetivo	INDICADORES DE RESULTADO	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	Meta Indicador 2025	2025 Trimestre 1	2025 Trimestre 2	2025 Trimestre 3	2025 Trimestre 4
		2a) Mantener los niveles de tensión dentro de los estándares regulatorios para valores de Desviaciones Estacionarias de Tensión.	Anual	Mayor o igual al 90%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	99,21%
		2b) Mantener los niveles de tensión dentro de los estándares regulatorios para valores de Interrupciones Transitorias.	Anual	Mayor o igual al 90%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	99,58%
		3) Mantener la distorsión armónica dentro de los estándares regulatorios.	Anual	Mayor o igual al 90%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	86,71%
4	Pérdidas	1) Reducir el índice de pérdidas	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	-8,9
		2) Reducir el número de usuarios sin medidor en el mercado de comercialización.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	-1,20%
5	Riesgo Eléctrico	1) Disminuir del número de accidentes de origen eléctrico en el sistema eléctrico del operador.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	40,74%
		2) Ejecución de inversiones orientadas a la sustitución de red monohilo aprobadas en el plan de inversión.	Trimestral	Mayor o igual al 80%	SUPERADO ³	SUPERADO ³	SUPERADO ³	SUPERADO ³
6	Atención al usuario	1) Reducir el número de sanciones por Silencio Administrativo Positivo (SAP) aplicadas por la SSPD.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	100%
		2) Mejorar la calidad de las decisiones de los Recursos De Reposición.	Anual	Menor o igual a "37%"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	134,97%
7	Responsabilidad Social Empresarial	1) Aumento del sentido de pertenencia de colaboradores.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	24,49%
		2) Mejora de la imagen ante los usuarios.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	17,59%
8	Programa de Normalización, gestión de pérdidas eléctricas y Cartera	1) Disminuir el número de clientes en Barrios Subnormales.	Anual	Mayor o igual al 100%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	0%
		2) Implementación de sistema de medición prepago.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	48%
		3) Reducción de Cartera.	Anual	Menor o igual al 86,7%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	69%

¹ El indicador no debe evaluarse en el periodo indicado.

² No es posible evaluar el resultado del indicador.

³ Indicador superado, no requiere evaluación.

⁴ Indicador pendiente por evaluar en los periodos siguientes.

4 CONCLUSIONES

Objetivo 1. Mejorar la continuidad del servicio en el Sistema de Distribución Local, en cuanto a la duración y frecuencia de las interrupciones en su mercado de comercialización.

Generales

- Se alcanzó un 99,15% de cumplimiento en el indicador de mantenimiento por circuito con la ponderación dada por Afinia a las actividades del mismo. Sin embargo, si cada una de las actividades tuviera un peso igual en el cálculo del indicador este sólo hubiera alcanzado un 78,75% de cumplimiento.
- Los indicadores SAIDI y SAIFI para los circuitos priorizados, que tuvieron inversiones y mantenimiento en el año 2024, alcanzaron valores de -6% y 21% respectivamente. Lo anterior indica que se disminuyó la cantidad de veces promedio que los usuarios de estos circuitos tuvieron cortes de energía, sin embargo, aumento el tiempo promedio de duración de dichos cortes.
- Los porcentajes de interrupciones atendidas en un tiempo menor a 6 horas para el cuarto trimestre y para el acumulado del año fueron de 87,27% y 83,19%, respectivamente. De esta manera se supera la meta establecida de atender al menos el 82% de dichas interrupciones

Indicador parcial 1.1. Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio aprobadas en el plan de inversión.

Al cierre del año 2025, el comportamiento del indicador de redes de media tensión evidencia una ejecución alineada con la planificación anual, validada a través de la Curva S de seguimiento, la cual confirma un desempeño estable y controlado a lo largo de la vigencia. El resultado consolidado refleja la efectividad en la planeación, el seguimiento permanente y la articulación entre las áreas técnicas, operativas y de planeación, reafirmando el compromiso de Afinia con los objetivos de expansión, reposición y fortalecimiento de la infraestructura de redes, y con la mejora continua de la confiabilidad, seguridad y calidad del servicio de energía en su área de influencia.

Para el cuarto trimestre se continuó con la ejecución sostenida de las actividades planificadas, lo que permitió alcanzar el 100 % de los kilómetros de red programados para la vigencia. Este resultado se logró a pesar de que, en algunos circuitos, como Barranco de Loba 2, Villa Estrella 4 y La Mojana 2, no fue posible realizar intervenciones durante el periodo debido a condiciones operativas y externas que limitaron su ejecución.

Indicador parcial 1.6. Avisos de las interrupciones programadas de conformidad con la resolución CREG 015 de 2018: a) cobertura en medios de comunicación masivos.

Del seguimiento realizado al indicador parcial 1.6.a se concluye que el prestador reportó haber efectuado actividades de divulgación de las interrupciones programadas a través de múltiples

medios de comunicación masivos y canales digitales, y allegó soportes que permitieron verificar la cobertura informativa en los municipios intervenidos durante el segundo semestre de 2025.

En particular, AFINIA aportó información en la que relaciona los municipios objeto de divulgación, los medios de comunicación utilizados y los soportes asociados a las publicaciones efectuadas, lo cual permitió verificar la divulgación de las interrupciones programadas conforme a lo exigido en el Programa de Gestión Acordado de Largo Plazo y en el literal b) del numeral 5.2.1 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Las certificaciones de medios de comunicación masivos allegadas describen, en su mayoría, aspectos generales de cobertura y circulación. No obstante, a partir de los soportes documentales revisados, incluidos los ejemplares de prensa impresa identificados en la tabla “Relación de Municipios con soporte de notificación”, fue posible verificar la existencia de publicaciones asociadas a los municipios reportados por el prestador para el período evaluado.

En este contexto, la Superintendencia adoptó un criterio conservador y documental, considerando como municipios cubiertos aquellos para los cuales fue posible identificar soporte de divulgación durante el período evaluado. Bajo este enfoque, se verificó cobertura para la totalidad de los municipios reportados por el prestador con ocurrencia de interrupciones programadas, frente al universo considerado para el indicador parcial 1.6.a.

Como resultado de la aplicación de la fórmula definida en el PGLP con base en la evidencia verificable disponible, el indicador arrojó un valor de cumplimiento del 100 %, superior a la meta establecida (≥ 80 %), razón por la cual se concluye que el indicador parcial 1.6.a cumple para el período evaluado.

La diferencia entre el análisis del indicador parcial 1.6.a y el cálculo del indicador de resultado 1.3 radica en que el primero evalúa la cobertura de municipios con soporte de divulgación, mientras que el segundo requiere determinar los eventos programados efectivamente informados. Por tanto, la validación de eventos frente a los listados semanales y la tabla “Relación de Municipios con soporte de notificación” corresponde al cálculo del indicador de resultado 1.3, y no modifica el cumplimiento del indicador parcial 1.6.a.

En consecuencia, se concluye que, para efectos del indicador parcial 1.6.a, el prestador acreditó la cobertura municipal requerida para el período evaluado. No obstante, resulta necesario que el prestador fortalezca la gestión documental asociada a los indicadores de divulgación, incorporando bases de datos consolidadas que vinculen de manera directa cada municipio cubierto con la fecha, el medio de publicación y el soporte correspondiente, de forma que sea posible verificar el cumplimiento conforme a los parámetros establecidos en el PGLP.

Indicador parcial 1.6. Avisos de las interrupciones programadas de conformidad con la resolución CREG 015 de 2018: b) Notificación a través de mensajes de texto y/o correo electrónico y/o cartas a los usuarios industriales.

Del análisis efectuado al indicador parcial 1.6.b se concluye que el prestador adelantó actividades de notificación de las interrupciones programadas dirigidas a usuarios del segmento industrial,

principalmente mediante el envío de correos electrónicos, apoyándose en la información de contacto disponible en sus bases de datos y en repositorios digitales de evidencias.

No obstante, durante el proceso de verificación se identificaron limitaciones relevantes asociadas a que no permitían evidenciar la coherencia entre la fecha de envío y la fecha programada de la interrupción.

Adicionalmente, se evidenció que el número total de usuarios notificados reportado por el prestador no corresponde directamente a actos individuales de notificación, sino que, desde el punto de vista operativo, se agrupa en registros de gestión que pueden involucrar múltiples usuarios o fronteras comerciales. En consecuencia, la Superintendencia definió como unidad de análisis el registro de gestión, al ser el nivel mínimo en el cual existe evidencia verificable.

Dada la magnitud del universo de registros de gestión verificables, correspondiente a 10.008 registros, el seguimiento se desarrolló mediante un muestreo estadístico con un nivel de confianza del 95 % y un margen de error del 5 %, distribuido proporcionalmente entre los estratos de mercado liberalizado y mercado no regulado y peajes industriales. Este enfoque permitió realizar una inferencia estadística sobre el cumplimiento del indicador con base en evidencia verificable.

El resultado del ejercicio de validación arrojó que el 82,70 % de los registros de gestión evaluados cuentan con soporte suficiente de notificación, resultado obtenido a partir de 306 registros con soporte suficiente sobre una muestra total de 370 registros, valor inferior a la meta del 100 % establecida para el indicador. En consecuencia, el indicador parcial 1.6.b no cumple para el período evaluado.

Indicador de resultado 1.3. Informar a los usuarios de las interrupciones programadas.

El análisis del indicador de resultado 1.3 evidencia que el grado de información efectiva de las interrupciones programadas a los usuarios durante el segundo semestre de 2025 es inferior a la meta establecida en el Programa de Gestión Acordado de Largo Plazo.

Dado que este indicador depende metodológicamente del desempeño de los indicadores parciales que lo anteceden, la Superintendencia realizó su evaluación con base exclusiva en la información que pudo ser verificada y estimada a partir del seguimiento de los indicadores 1.6.a y 1.6.b, así como de los soportes adicionales allegados en las carpetas asociadas al indicador 1.2.5.

La revisión de la documentación aportada evidenció que el prestador no allegó un soporte matemático reproducible que permitiera verificar integralmente el cálculo del indicador de resultado reportado. Asimismo, las certificaciones de medios, los registros en Excel y las capturas de publicaciones en canales digitales no permiten establecer una correspondencia verificable entre la totalidad de las interrupciones programadas reportadas y las acciones concretas de divulgación o notificación ejecutadas.

En este contexto, la Superintendencia procedió a calcular el indicador de resultado aplicando la fórmula del PGLP con base en un enfoque conservador, integrando: i) el conteo directo de

interrupciones con soporte verificable en medios masivos asociadas al componente 1.6.a, correspondiente a 5.746 eventos programados informados sobre un total de 6.379 eventos programados consolidados a partir de los listados semanales; ii) la estimación estadística derivada del indicador 1.6.b, correspondiente al 82,70 % aplicado sobre 10.008 registros de gestión, para un total estimado de 8.277 registros informados; y iii) la integración de ambos componentes para determinar el numerador y el denominador del indicador de resultado.

Como resultado de este ejercicio, el indicador de resultado arrojó un valor de 85,57 %, por debajo del umbral mínimo de cumplimiento establecido (≥ 95 %), razón por la cual se concluye que el indicador de resultado no cumple para el período evaluado.

Este resultado refleja que, aun cuando el prestador desarrolló diversas actividades de divulgación y notificación, las debilidades en la trazabilidad, el soporte documental y la reproducibilidad del cálculo limitan la posibilidad de verificar un alcance informativo amplio y consistente frente al universo de eventos programados.

En consecuencia, el valor obtenido debe interpretarse como un alcance mínimo verificable, construido exclusivamente con base en la evidencia documental y estadística que pudo ser comprobada por esta Superintendencia, conforme a los criterios y fórmulas definidos en el Programa de Gestión Acordado de Largo Plazo.

Objetivo 2. Mejorar la confiabilidad en el Sistema de Transmisión Regional – STR, en cuanto a reducir la magnitud de la demanda no atendida.

Indicador parcial 2.1. Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio en el STR aprobadas en el plan de inversión.

- Con el fin de mejorar la confiabilidad y atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la zona norte del departamento de Bolívar, AFINIA para el año 2025, planea adelantar trabajos de reposición de la línea Ternera – Gambote de 66 kV (LN615) y longitud estimada de 30,8 kilómetros; lo cual beneficiará a 37.776 usuarios.
- Para el cuarto trimestre del año 2025, AFINIA reportó que el proceso de contratación de las obras civiles y el montaje electromecánico de la línea 615, se encuentra en revisión por parte del área técnica, puesto que acorde a las priorizaciones a nivel presupuestal de la compañía, se tienen varios procesos en revisión para así proceder con las respectivas aprobaciones.
- Se tiene proyectado para el primer trimestre 2026 contar con la aprobación por parte del comité de contratación y así poder iniciar el proceso de adjudicación de las obras y el montaje de la línea 615
- Con corte a cuarto trimestre de 2025, no se registra avance en la ejecución de trabajos relacionados con la construcción de cimentaciones, hincado de estructuras, tendido de conductor, cable de guarda y conexión de puesta a tierra.

- El avance programado para el cuarto trimestre es de 49,2%; AFINIA reporta una ejecución de los trabajos de reposición de la línea Ternera – Gambote 66 kV es de 43,4%.
- AFINIA cumple con el indicador parcial 2.1 *“Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio en el STR aprobadas en el plan de inversión”*, en razón a que la evaluación del indicador presenta un resultado de 88,9% que supera la meta establecida en el PGLP del 80%.

Indicador Parcial 2.2. Cumplimiento del programa de mantenimientos por activo.

- Los programas previstos por AFINIA, asociadas con el mantenimiento de activos del STR, comprende i) inspección termográfica en líneas del STR con el fin de verificar puntos calientes en grapas y empalmes de la líneas y ii) poda, trocha y mantenimiento de accesos al área de servidumbre de las líneas del STR con el objetivo de evitar acercamientos de la vegetación a las líneas del STR, conservar las distancias de seguridad y mantener despejados los accesos al área de servidumbre.

i) Inspección termográfica

Para el 2025 AFINIA programó realizar inspecciones termográficas a 19 líneas de su STR, las cuales se relacionan en el Anexo No. 1, de estas, para el cuarto trimestre de 2025, se fijó como meta realizar inspecciones termográficas sobre 3 líneas: EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, SIERRA FLOR - TOLUVIEJO 1 110 kV y RIO SINU - TIERRA ALTA 1 110 kV; se realizaron las inspecciones previstas sobre las líneas programadas con un costo de \$ 28.514.655.

ii) Actividades de poda y trocha en líneas del STR

Para el 2025, AFINIA programó actividades de poda y trocha, sobre los corredores de 16 líneas de su Sistema de Transmisión Regional, a lo largo de 748,8 kilómetros, el número de consignaciones programadas para el 2025 es de 851.

En el cuarto trimestre de 2025, de acuerdo con lo programado, se efectuaron 85 consignaciones que permitieron adelantar actividad de poda y trocha a lo largo de 104,62 kilómetros. Con una inversión de \$ 195.387.917

- En conclusión, tomando en consideración los trabajos ejecutados por AFINIA, relacionados con inspecciones termográficas y poda y trocha, el indicador del PGLP *“2.2 Cumplimiento del programa de mantenimientos por activo”*, con corte a cuarto trimestre de 2025, alcanza un valor de 96,8%, cumpliendo con la meta fijada en el PGLP para este indicador.

Indicador de Resultado 2.1. Reducir la demanda no atendida no programada en todo el mercado de comercialización a nivel de STR.

- En el 2025, AFINIA cumplió con la meta establecida en el PGLP en el indicador de Resultado 2.1 *“Reducir la demanda no atendida no programada en todo el mercado de comercialización a nivel de STR”*, al registrar un valor de Demanda No Atendida (DNA) de

2.913 MWh-año, por eventos en el STR, inferior en un 42,99% a la meta de 5.109,29% MWh-año establecida en la senda de reducción de DNA definida en el PGLP.

Indicador de Resultado 2.2.a) Indisponibilidad Activos asociadas a interrupciones no programados en activos del STR.

- En el 2025, AFINIA registró 10.236,73 horas-año de indisponibilidad en el STR, asociadas a interrupciones no programadas, superior en 1.561,67% a las 616,05 horas-año establecidas como meta en el PGLP, en consecuencia, AFINIA no cumplió con el indicador de Resultado 2. 2. a) “Indisponibilidad Activos asociadas a interrupciones no programados en activos del STR”.
- En el 2025, de un total de 97 activos que registraron indisponibilidades por eventos no programados, tan solo tres activos: BOCAGRANDE - EL BOSQUE 1 66 kV, CARTAGENA - LA MARINA 1 66 kV y MOMPOX BAHIA CONDENSADOR PARALELO 28 MVAR 110 kV, concentraron el 95,5% del total de estas indisponibilidades.
- La indisponibilidad por eventos no programados en las líneas BOCAGRANDE - EL BOSQUE 1 66 kV, CARTAGENA - LA MARINA 1 66 kV y MOMPOX BAHIA CONDENSADOR PARALELO 28 MVAR 110 kV, fue de 638,51, 1.811,08 y 1.326,35 horas, respectivamente.
- AFINIA manifiesta que las características particulares de estos activos conducen a que la recuperación ante eventos no programados requiere de tiempos y recursos significativamente superiores en comparación con las líneas aéreas, debido a la naturaleza compleja de las operaciones submarinas, las restricciones meteorológicas y marítimas y la necesidad de equipos y personal altamente especializado.

Indicador de Resultado 2.2.b) Indisponibilidad Activos asociadas a interrupciones programados en activos del STR.

- AFINIA realizó labores de mantenimiento sobre 91 activos del STR, que ocasionaron indisponibilidades programadas en activos del STR, con duración acumulada de 1.312,38 horas-año en lo corrido del 2025, inferior en 6,26% a la meta de 1400 horas-año, en consecuencia, AFINIA cumplió en el 2025 con el indicador de resultado 2.2.b) “Indisponibilidad Activos asociadas a interrupciones programados en activos del STR”

Objetivo 3. Mejorar la calidad de la potencia, relacionado con el perfil de tensión y distorsión armónica total en activos de los niveles de tensión II, III, IV.

- En cuanto a las inversiones orientadas a la mejora de la calidad de la potencia en el STR se alcanzó la meta planeada en el cuarto trimestre de 2025, con un porcentaje de cumplimiento de 85,6%.
- Los indicadores relacionados con mantener los niveles de tensión dentro de los estándares regulatorios alcanzaron una buena calificación, obteniéndose un 99,21% para

el asociado a Desviaciones Estacionarias de Tensión (DET) y un 99,58% para el asociado a Interrupciones Transitorias (IT).

- El indicador relacionado con mantener la distorsión armónica dentro de los estándares regulatorios se incumplió con un porcentaje de 86,71%, ya que la meta de cumplimiento establecida alcanzar un porcentaje mayor o igual al 90%.

Objetivo 4. Reducir las pérdidas de energía.

De acuerdo con las métricas y procedimientos de seguimiento establecidos en el Plan de Gestión de Largo Plazo (PGLP) acordado con AFINIA para la verificación del cumplimiento de las metas de los indicadores parciales y de resultado, así como con base en la información reportada por el Operador de Red para el cuarto trimestre de 2025 y el análisis efectuado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), se concluye lo siguiente:

Indicador parcial 4.1. Ejecución de inversiones orientadas recuperación de pérdidas del documento CONPES 3966 de 2019.

Durante el cuarto trimestre de 2025, AFINIA tenía programada la ejecución de un presupuesto de \$ 3.645 MCOP con la realización de 1.522 acciones para el IV trimestre y \$ 5.671 MCOP con 2.368 acciones para todo el año 2025, asociadas al Programa de Reducción de Pérdidas y Aseguramiento de Redes Eléctricas. sin embargo, no se registró ejecución física ni financiera, por lo que el indicador presentó un cumplimiento del 0 %.

Según lo informado por el Operador de Red, esta situación obedeció a que la Fiducia no autorizó la utilización de los recursos del CONPES 3966 de 2019, debido al incumplimiento de los requisitos establecidos para su habilitación. Entre las principales causas reportadas se encuentran los retrasos en la liquidación y cierre de los contratos ejecutados durante 2024, la incorporación de los nuevos contratos al portafolio fiduciario y la ausencia de una interventoría externa para el seguimiento técnico y financiero de los recursos.

Teniendo en cuenta lo anterior, la SSPD solicita a AFINIA que remita un informe técnico, financiero, contractual y jurídico detallado, debidamente soportado, en el cual explique de manera clara, documentada y cronológica las causas que dieron lugar a la no habilitación, no incorporación o no utilización oportuna de los recursos mencionados, precisando las obligaciones, requisitos, condiciones o hitos exigidos por la Fiducia para su desembolso o utilización, las fechas en que estos debían cumplirse, las actuaciones adelantadas por la empresa para su cumplimiento y el estado final de cada una de ellas. El informe deberá incluir, como mínimo, la identificación de los contratos de aseguramiento de red ejecutados durante 2024 que debían ser liquidados, cerrados o excluidos del portafolio fiduciario; las razones de los retrasos presentados; las gestiones adelantadas ante la Fiducia para su exclusión; las actuaciones realizadas para la incorporación de los nuevos contratos; los documentos, comunicaciones, actas, conceptos, aprobaciones, observaciones o requerimientos emitidos por la Fiducia; la justificación de la estructuración de los nuevos contratos bajo un esquema de supervisión propia; las razones por las cuales no se contempló interventoría externa pese a que dicho requisito era exigido para la utilización de los recursos; los responsables internos de la planeación,

estructuración, aprobación, seguimiento y cierre de dichas actividades; las alertas, riesgos, comités, decisiones administrativas y correctivos adoptados; así como la evaluación del impacto que esta situación tuvo sobre la ejecución física y financiera de las inversiones, el cumplimiento del Plan de Gestión de Reducción de Pérdidas, las metas asociadas al componente CONPES 3966 de 2019 y las acciones previstas por la empresa para evitar la repetición de situaciones similares.

Indicador parcial 4.2. Ejecución del Plan de Control de Pérdidas de Energía.

Para el cuarto trimestre de 2025, AFINIA reportó un cumplimiento del 124 %, correspondiente a la ejecución de 82.716 acciones frente a 71.500 acciones programadas, sustentadas en campañas sistemáticas en consumidores regulados y medios, la gestión de grandes consumidores y la instalación de macromedidores.

No obstante, durante el proceso de revisión efectuado por la SSPD se evidenciaron inconsistencias que afectan la confiabilidad y trazabilidad de la información reportada. En primer lugar, se identificó una inconsistencia entre las cifras presentadas en el análisis del informe y las registradas en la tabla resumen del indicador, toda vez que en un apartado se reportan 88.716 acciones ejecutadas frente a 71.510 programadas, mientras que la tabla general registra 82.716 acciones ejecutadas sobre 71.500 programadas, manteniendo el mismo porcentaje de cumplimiento (124 %). En consecuencia, se requiere la revisión y ajuste de la información para garantizar su consistencia.

Con el fin de verificar la gestión reportada por AFINIA para los indicadores parciales 4.2.a, 4.2.b y 4.2.c, la SSPD aplicó un muestreo estadístico con un nivel de confianza del 95 % y un margen de error del 5 %, solicitando la evidencia correspondiente a las acciones ejecutadas.

Como respuesta al requerimiento efectuado por la SSPD, AFINIA remitió la información de soporte correspondiente a las actividades evaluadas. No obstante, durante el proceso de verificación se evidenciaron inconsistencias que afectaron la acreditación de las acciones reportadas.

Para el indicador 4.2.a – Campañas sistemáticas en consumidores regulados y medios, no fue suministrada la muestra requerida, por lo que ninguna de las acciones seleccionadas pudo ser acreditada, obteniéndose una tasa de conformidad del 0 %.

Para el indicador 4.2.b – Gestión de grandes consumidores, de las 362 muestras analizadas, se identificaron 111 registros con inconsistencias, equivalentes al 30,66 % de la muestra seleccionada; relacionadas principalmente con ausencia de registros fotográficos, diferencias entre la Orden de Servicio y la evidencia fotográfica y registros sin testigo.

Para el indicador 4.2.c – Instalación de macromedidores, solamente 358 de 365 coincidieron con la muestra establecida por la SSPD; de las 358 muestras revisadas se identificaron 277 muestras no conformes (77,37 %), asociados principalmente a ausencia de registros fotográficos, falta de fechas, ausencia de marca de agua, inconsistencias entre el medidor relacionado y el registrado en la evidencia fotográfica, así como soportes correspondientes a períodos diferentes al evaluado.

Con base en la evidencia disponible, la SSPD efectuó el análisis estadístico de la muestra, determinando la proporción de acciones conformes y estimando el porcentaje de acciones acreditables para el total de la población reportada. El resultado del análisis arrojó un porcentaje general de cumplimiento estimado entre el 7,3 % (límite inferior del intervalo de confianza) y el 9 % (límite superior), valores significativamente inferiores a la meta mínima establecida del 80 %, por lo que se concluye que el indicador presenta incumplimiento.

Los resultados obtenidos evidencian deficiencias en la calidad, integridad, suficiencia y trazabilidad de los soportes documentales suministrados por AFINIA, así como debilidades en los mecanismos de control implementados para acreditar la ejecución de las actividades del Plan de Control de Pérdidas de Energía. En consecuencia, se presentó incumplimiento de las metas comprometidas para el cuarto trimestre de 2025.

Indicador parcial 4.3. Ejecución Plan de Reducción de Pérdidas de Energía.

Durante el periodo reportado se evidenció una recuperación significativa en la ejecución de las actividades asociadas al Programa de Reducción de Pérdidas. Esta mejora obedeció, principalmente, a la estabilización operativa de los nuevos contratos que entraron en vigor entre los meses de marzo y abril, lo que permitió el ingreso progresivo de la rampa operativa, incluyendo tanto técnicos de redes como brigadas de campo.

Con relación a las actividades específicas que hacen parte del indicador, AFINIA aportó evidencia insuficiente, lo cual no permite verificar de manera plena y suficiente el avance reportado por el OR (83%). En consecuencia, no es posible determinar con certeza el resultado del indicador; se realizó un estudio estadístico de acuerdo a las muestras suministradas alcanzando un 61,4% lo que demuestra que no alcanzó a cumplir el objetivo.

Indicador parcial 4.4. Ejecución plan de inversiones activos de uso dirigido a gestión de pérdidas.

Con corte acumulado al cuarto trimestre del 2025, el plan de inversiones en activos de uso para pérdidas presenta un cumplimiento acumulado del 66% financiero (equivalente a \$38.117 millones frente a una meta de \$57.839 millones) y 107% físico (26.012 UUCC ejecutadas de 24.150 proyectadas). Si bien existen causas externas que explican este rezago en la ejecución presupuestal (transición contractual, factores climáticos y sociales).

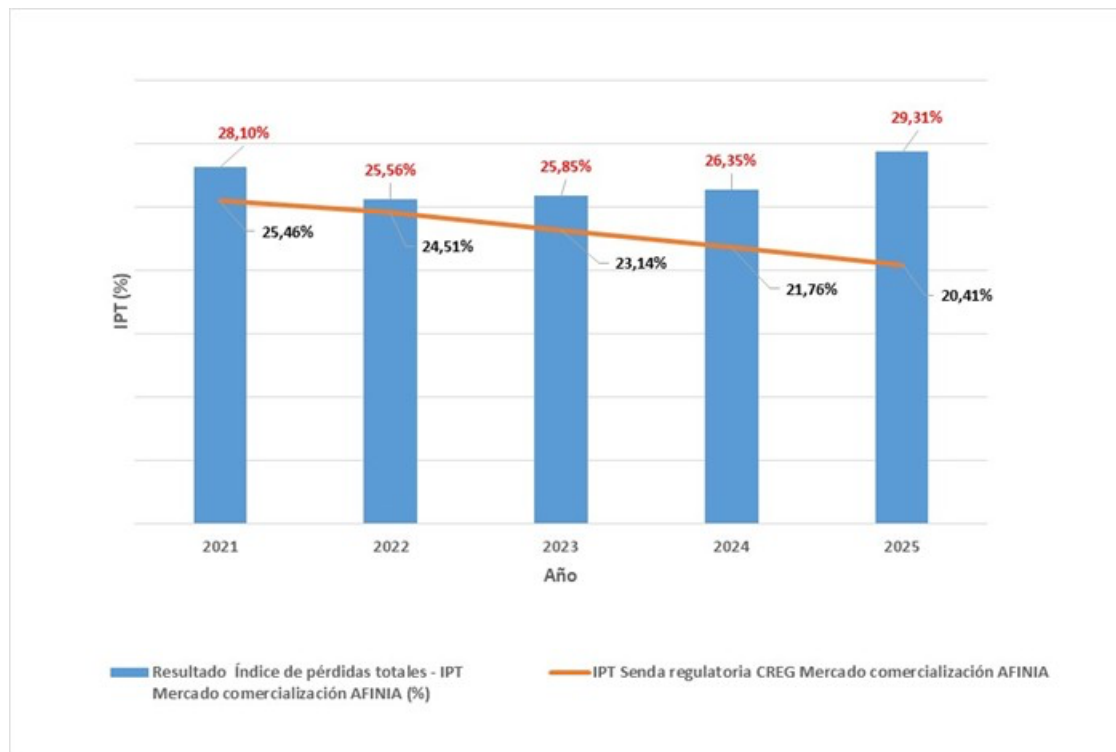
Para soportar este reporte de avance se recibió una nueva información el 16 de junio de 2026, con soporte fotográfico, sin embargo, estas no alcanzaron a cumplir la muestra mínima solicitada, alcanzando un valor de 9,3%, incumpliendo la meta establecida.

Indicador de Resultado 4.1. Reducir el índice de pérdidas de Energía.

Tomando como referencia el reporte en el sistema SUI de los formatos PR9 y PR8, así como el reporte de XM mediante el reporte del formato PR7, se verificó que para el año 2025, el índice de pérdidas totales - IPT, del mercado de comercialización a cargo de AFINIA, fue del 29,31%; valor superior al establecido en la senda de reducción de pérdidas, correspondiente al 20,41% para el

2025, según resoluciones CREG 167 de 2020. Por lo anterior, a pesar de la gestión realizada por el OR, el resultado del indicador fue de – 8,9%, incumpliendo la meta establecida ($\geq 0\%$).

Evolución del índice de pérdidas total- IPT años 2021 a 2025 AFINIA



El plan de reducción de pérdidas de AFINIA, fue cancelado en abril de 2025, por incumplimiento de dos periodos, y al haber sido cancelado el plan, AFINIA debe devolver los ingresos recibidos por concepto de la variable INVNUC durante los periodos de incumplimiento que han sido remunerados, para que sean tenidos en cuenta como un menor valor en el costo de prestación del servicio a los usuarios del mercado; acorde al reporte de XM en el Informe: *operación y mercado XM 2025 - Sección 10.10 Planes de gestión de pérdidas*, durante 2025, Caribe Mar registró una liquidación negativa equivalente a \$52.052.255.239.

Indicador de resultado 4.2. Reducir número de usuarios sin medidor.

Indicador 4.2.2: Acorde al comportamiento del mercado regulado, el resultado final del indicador realizado bajo la metodología establecida en el plan de pérdida nos arrojó un resultado de cumplimiento de 5,90% con respecto a una meta de 5,83%, con un 0,07% de desviación.

Con relación a las actividades específicas que hacen parte de este indicador, AFINIA aportó evidencia insuficiente, lo cual no permite verificar de manera plena y suficiente el avance reportado por el OR (99%). Adicionalmente no se cumplió el objetivo y se da como incumplido.

Objetivo 5. Reducir el número de accidentes de origen eléctrico.

Indicador parcial 5.1. Construir e implementar un plan de gestión de riesgo eléctrico de acuerdo con los artículos 26 y 27 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

De acuerdo con el PROGRAMA DE GESTIÓN ACORDADO DE LARGO PLAZO CON EL PRESTADOR DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CARIBE MAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. durante el primer trimestre de 2021 la empresa prestadora debe entregar a la SSPD el cronograma de construcción e implementación del Plan de Gestión de Riesgo Eléctrico como se detalla en el siguiente apartado del PGLP:

“En el primer trimestre de 2021 la empresa deberá entregar a la SSPD el cronograma de construcción e implementación del Plan de Gestión de Riesgo Eléctrico, en el cual deben incluir el análisis de la matriz de riesgo, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 9.2 del Capítulo 2 del RETIE. El listado de las actividades del Plan de Gestión de riesgo deberá incluirse en la hoja denominada “Plan gestión riesgo eléctrico” que hace parte de la matriz de indicadores anexa a este programa, junto con el cronograma discriminado trimestralmente.

La evaluación de este indicador se realizará respecto al cronograma y al avance del documento del Plan de Gestión que se suministre. La Superservicios vigilará la implementación y aplicación del Plan de acuerdo con la fórmula establecida en la matriz de indicadores y la meta establecida en el mismo documento.” Subrayado fuera de texto.

Teniendo en cuenta la obligación de aportar los documentos anteriormente señalados y la imposibilidad de ubicar el Plan de Gestión del Riesgo Eléctrico con sus respectivos anexos para la realización de la evaluación correspondiente a los trimestres III y IV de 2024 y los de 2025, la DTGE llevó a cabo una reunión con el prestador del servicio el 2 de diciembre de 2025. En el marco de dicha reunión, se solicitó al prestador la entrega del plan en mención, junto con sus anexos y cronogramas correspondientes. Al respecto, el prestador manifestó que los cronogramas se presentan con periodicidad anual, como anexo al informe correspondiente al primer trimestre de cada vigencia.

Dicho lineamiento fue aceptado por esta Superintendencia en consideración a la etapa en que se encontraban las evaluaciones y su grado de avance a la fecha; no obstante, se observa que tal aceptación no se encuentra soportada mediante adenda, acta o documento formal aprobado por esta Entidad, que permita evidenciar de manera expresa dicha modificación en las condiciones de entrega inicialmente establecidas.

Como resultado de la reunión, se acordó el envío del Plan de Gestión del Riesgo Eléctrico, copia de los cronogramas propuestos para los primeros trimestres de los años 2024 y 2025, así como la línea base de accidentes de origen eléctrico del año 2020, requerida para el cálculo del indicador 5.II.1, conforme consta en el “Acta de reunión ‘Reunión Revisión Indicadores 5.1.1 y 5.2.1 PGLP AFINIA’ del 02 de diciembre de 2025”.

Una vez aportada la información por parte de AFINIA, se procedió a realizar la evaluación correspondiente, de la cual se derivó el cálculo de los indicadores presentados en las Tablas 1 y 2, así como las siguientes conclusiones:

- Se evidencia la presentación del Plan de Gestión del Riesgo de Origen Eléctrico 2025, el cual registra algunos avances en la descripción de los atributos cualitativos y cuantitativos de los indicadores, frente al plan correspondiente a la vigencia 2025. No obstante, dichos atributos no se encuentran claramente descritos en la totalidad del documento; en algunos casos, la información correspondiente se identificó en los soportes anexos y no en el plan propiamente dicho, lo cual, si bien no corresponde a la forma en que debe presentarse esta información, fue tenido en cuenta por la Superintendencia ante su ausencia en el documento principal.
- Para el cuarto trimestre de 2025, correspondiente al cierre de la vigencia, AFINIA aportó un archivo Excel que consolida el Plan de Gestión de Riesgo Eléctrico con los porcentajes de ejecución Planeado (35,86%) y Ejecutado (35,66%) para el trimestre, y un acumulado anual Planeado (100%) frente a Ejecutado (99,2%). No obstante, dicho cálculo continúa sin ser verificable de manera independiente por esta Superintendencia, dado que no se cuenta con la información completa del Plan de Gestión del Riesgo de Origen Eléctrico en cuanto a metas o líneas base absolutas (número total de actividades, unidades o beneficiarios) frente a las cuales contrastar los porcentajes reportados por el prestador.
- Para el cuarto trimestre de 2025 se identificó lo siguiente:
 - (i) la verificación del cumplimiento de formaciones por parte de los contratistas de MT (subindicador 2.2.1) se soportó nuevamente en los mismos 4 de un universo de 54 contratistas con contrato vigente, reportados de manera reiterada durante los cuatro trimestres de la vigencia, sin que se evidencie un criterio que justifique la representatividad de dicha muestra;
 - (ii) a diferencia de lo reportado en el trimestre anterior, en el que, pese a no indicarse el número de subestaciones intervenidas, sí se describieron los tipos de estudios ejecutados (resistencia del sistema de puesta a tierra, iluminación, corrientes circulantes o espurias, y tensión de paso y contacto), para el cuarto trimestre el subindicador de reevaluación de riesgos operacionales en subestaciones (2.3.1) aportó los 10 estudios realizados en las 10 subestaciones intervenidas durante los meses de julio y agosto de 2025, por lo que se acepta la gestión de este subindicador como cumplida, alcanzando el 100% de lo planeado para la vigencia, dejando la salvedad sobre la importancia de establecer, desde el inicio de los procesos, metas claramente definidas tanto en su descripción cuantitativa como cualitativa; y
 - (iii) las inspecciones documentadas de seguridad (2.3.3) continúan correspondiendo a actividades propias del programa de Seguridad y Salud en el Trabajo, sin relación directa con el alcance del RETIE. En consecuencia, el resultado del indicador parcial 5.1 se mantiene en NO CUMPLE (NPC) al cierre de la vigencia 2025, consolidando un estado de alerta continuo durante todo el año.

Pese a lo anterior, se observa que 6 de los 11 subindicadores planteados no cuentan con una descripción cuantitativa adecuada, toda vez que no establecen una meta o propósito susceptible de ser contado o medido. Asimismo, se identifica que la descripción cualitativa de los indicadores resulta escueta o, en algunos casos, inexistente, circunstancia que impide evaluar de manera objetiva la calidad y pertinencia de la gestión reportada.

Adicionalmente, se evidencia que 3 de los 5 indicadores que sí cuentan con descripción cuantitativa carecen de marcos temporales definidos; es decir, se establece una cantidad determinada sin que esta se ubique en el tiempo ni se distribuya en periodos específicos de cumplimiento. En consecuencia, se concluye que los subindicadores evaluados no establecen metas claras ni estándares mínimos de calidad, lo cual limita la trazabilidad de las acciones reportadas y dificulta la verificación objetiva del cumplimiento de la gestión del riesgo de origen eléctrico.

- Al igual que en las evaluaciones anteriores, se evidencia la voluntad de la empresa de adelantar actividades y gestiones relacionadas con la gestión del riesgo de origen eléctrico; no obstante, dichas acciones no responden a una estrategia claramente definida dentro de un plan que permita mitigar de manera efectiva estos riesgos. Si bien se identifican actividades enmarcadas en campañas, talleres de formación, comunicaciones, socialización de cartillas, procesos de capacitación y elaboración de informes, estas carecen de indicadores que permitan cuantificar las metas propuestas, así como de su correspondiente incorporación en cronogramas con metas parciales y finales claramente establecidas.

Lo anterior es consistente con lo señalado previamente respecto a la ausencia de atributos cualitativos, cuantitativos y temporales en los indicadores del Plan de Gestión del Riesgo, situación que, en conjunto, impide la evaluación objetiva del cumplimiento del Plan de Gestión del Riesgo Eléctrico y limita la trazabilidad y verificabilidad de las acciones reportadas por la empresa.

- El Plan de Gestión del Riesgo de Origen Eléctrico planteado se compone de 11 actividades, las cuales se enmarcan en 5 grupos temáticos, agrupados a su vez en otros 2 grupos generales de carácter temático. Para efectos del cálculo del indicador del plan, se asignan ponderaciones o pesos a cada una de las actividades; sin embargo, dichas asignaciones no se encuentran justificadas en documento alguno.

Lo anterior evidencia un plan que, además de carecer de indicadores que permitan realizar un seguimiento y una evaluación objetiva, resulta de difícil comprensión en cuanto a su propósito, estructura y metodología de cálculo, dada la cantidad de subindicadores y agrupaciones mediante los cuales se encuentra estructurado, lo cual limita su trazabilidad y dificulta su verificación.

- En el archivo Excel denominado “5.1.1 Plan de Riesgo Eléctrico 2025” no se identifican las fórmulas ni los datos base que permitan determinar, en valores absolutos (números enteros), la cantidad total de actividades programadas ni las efectivamente ejecutadas. En su lugar, se presenta una distribución de porcentajes que carece de sustento matemático

verificable, lo cual impide calcular de manera objetiva el avance real y contrastarlo con las metas planteadas.

- Como conclusión, se determina que en la mayoría de los subindicadores del plan no se establecen metas anuales medibles y verificables, ni asegura una relación entre dichas metas y los soportes de ejecución presentados, lo cual limita la trazabilidad, consistencia y confiabilidad de la información reportada.

En consecuencia, no es posible determinar de manera objetiva el nivel real de cumplimiento de las actividades reportadas, incluido lo corrido a la fecha del cuarto trimestre de 2025 y el cierre de la vigencia, toda vez que no se cuenta con los elementos técnicos necesarios para calcular el porcentaje de avance frente a lo planificado ni para establecer el indicador de cumplimiento, de conformidad con los lineamientos establecidos en el PGLP.

Indicador de resultado 5.1. Disminuir del número de accidentes de origen eléctrico en el sistema eléctrico del operador.

De acuerdo con el PROGRAMA DE GESTIÓN ACORDADO DE LARGO PLAZO CON EL PRESTADOR DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CARIBE MAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. Se realizará seguimiento a este indicador a partir de la información registrada en el SUI sobre los accidentes de origen eléctrico, imputables al Operador de red y tendrá como línea base la información del año 2020:

“Se realizará seguimiento a este indicador a partir de la información registrada en el SUI sobre los accidentes de origen eléctrico, imputables al Operador de red. La Superservicios tendrá como línea base la información del año 2020. La información deberá ser reportada el 31 de enero de 2021 con base en información SUI a corte de 31 de diciembre de 2020. La evaluación del indicador será acorde con la meta prevista en la matriz de indicadores. Para la evaluación del indicador se tomará la información del SUI revisando las causas de los accidentes determinadas en el reporte del accidente, considerando aquellas que sean imputables al prestador, de acuerdo con la descripción del caso.

Teniendo en cuenta que la evaluación del indicador será acorde con la meta prevista en la matriz de indicadores, el 13 de julio de 2022 se firmó la ADENDA AL PROGRAMA DE GESTIÓN ACORDADO DE LARGO PLAZO CON LA EMPRESA CARIBE MAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P. donde se modificó la fórmula de la matriz de indicadores, de la siguiente manera:

“OBJETIVO 5. RIESGO ELECTRICO

I. Indicador de resultado:

5.1 Disminuir el número de accidentes de origen eléctrico en el sistema eléctrico del operador.

La fórmula de la matriz de indicadores quedará así:

$$1) \frac{N^{\circ} AOEMt - N^{\circ} AOEt}{N^{\circ} AOMET} * 100\%$$

Donde:

No. AOEMt: Número de Accidentes de Origen Eléctrico Meta para el periodo t

No. AOEt: Número de Accidentes de Origen Eléctrico Total año t *

**Línea base el año 2020 con la siguiente senda: año 2021 mantener el valor del año 2020, De 2022 a 2025 lograr la reducción del 5% anual con respecto a la base de 2020"*

En este sentido, la empresa prestadora AFINIA definió como línea base para el cálculo del indicador 5.11.1 el número de accidentes de origen eléctrico imputables a la empresa ocurridos durante el año 2020, conforme a lo evidenciado en los documentos aportados denominados "5.2.1 Accidentes Origen Eléctrico_2021" y "5.2.1 Accidentes Afinia_Año_2021".

En particular, en la pestaña "Base_2020 reportados" del archivo en formato Excel "5.2.1 Accidentes Afinia Año_2021" se presenta el reporte de los accidentes de origen eléctrico con afectación a personas correspondientes al año 2020, a partir del cual se consolida y resume la siguiente información:

- Total, de accidentes de origen eléctrico con afectación a personas 2020: **77**
- Total, de muertes de personas por accidentes de origen eléctrico 2020: **37**
- Total, de AOE imputables con afectación a personas 2020: **33**

Es de resaltar que la base de datos aportada únicamente reporta accidentes de origen eléctrico con afectación a personas, sin que se evidencien registros de accidentes de origen eléctrico con afectación a la fauna o a la infraestructura de terceros.

Al respecto, de conformidad con lo establecido en el **PGLP acordado**, el propósito de este consiste en la disminución del número de accidentes de origen eléctrico en el sistema eléctrico del operador, precisando que deben considerarse exclusivamente aquellos **accidentes de origen eléctrico imputables a la empresa prestadora**, sin que se contemple una discriminación según el tipo de receptor de la afectación.

En consecuencia, no se identifica acuerdo, criterio técnico ni soporte documental que justifique que la línea base del indicador se haya establecido de manera exclusiva con base en accidentes de origen eléctrico con afectación a personas, lo cual limita la representatividad y consistencia de la información utilizada para el cálculo del indicador.

Asumiendo como línea base un total de treinta y tres (33) accidentes de origen eléctrico imputables al prestador, se procede a la construcción de la proyección orientada a la disminución de los accidentes de origen eléctrico, conforme a los parámetros definidos para el seguimiento del indicador correspondiente:

Proyección orientada a la disminución de los AOE		
Año	%	#AOE (UND)
2020	0%	33
2021	0%	33
2022	5%	31
2023	5%	29
2024	5%	28
2025	5%	27

Análisis de datos del SUI versus el informe del 4to trimestre de 2024

Se realiza consulta del formulario **TT5** del SUI con fecha de corte del 24 de julio de 2025, donde se encuentran los siguientes datos:

- Total, de accidentes de origen eléctrico con afectación a personas 2025: 49
- Total, de muertes de personas por accidentes de origen eléctrico 2025: **10**

Se realiza consulta del documento “**5.2.1 Accidentes Origen electrico_2025**” aportado por Afinia como soporte del informe del 4to trimestre de 2025, donde se reporta la siguiente información:

- Total, de accidentes de origen eléctrico con afectación a personas 2025: **43**
- Total, de muertes de personas por accidentes de origen eléctrico 2025: **No reporta**
- Total, de AOE imputables con afectación a personas 2025: **16**

Teniendo en cuenta que el total de accidentes de origen eléctrico con afectación a personas 2025 no se puede verificar en los archivos aportados en la carpeta “5.2.1 Soportes” y adicionalmente el número total de accidentes del SUI (49) y el reportado (43) tampoco coinciden, se procede a realizar el cálculo del indicador con los accidentes reportador por Afinia.

$$\% \text{ de disminución AOE} = \frac{N^{\circ} AOEMt - N^{\circ} AOEt}{N^{\circ} AOMET} * 100\%$$

$$\% \text{ de disminución AOE} = \frac{27 - 16}{27} * 100\%$$

$$\% \text{ de disminución AOE} = 40,74\%$$

Finalmente, una vez realizada la evaluación se realizan las siguientes conclusiones:

- Una vez aplicados los parámetros definidos para el cálculo del indicador de resultado 5.2.1 “Disminuir el número de accidentes de origen eléctrico en el sistema eléctrico del operador”, el valor obtenido del 40,75% evidencia una disminución en el número de accidentes de origen eléctrico imputables al prestador, en armonía con la meta de

reducción establecida en el Programa de Gestión Acordado de Largo Plazo. No obstante, dicho resultado se sustenta en una clasificación de atribuibilidad efectuada directamente por AFINIA, sin que se haya aportado la documentación que permita verificar de manera independiente dicha clasificación, según se detalla en el presente informe. Se deja igualmente la salvedad de que, frente a los 43 accidentes totales reportados por el prestador, la información verificada en el SUI registra 49 accidentes para el mismo periodo, es decir, 6 accidentes adicionales a los reportados, lo cual introduce una limitación adicional sobre la representatividad del resultado obtenido.

- Si bien el PGLP establece como línea base el año 2020 y circunscribe el seguimiento a los accidentes de origen eléctrico imputables al prestador, la información utilizada por la empresa se limita exclusivamente a accidentes con afectación a personas. Esta delimitación no se encuentra soportada en el PGLP ni en la adenda firmada, lo cual restringe la representatividad del indicador frente al objetivo general de disminuir los accidentes de origen eléctrico en el sistema del operador.
- El objetivo del indicador no discrimina el tipo de afectación (personas, fauna o infraestructura de terceros); sin embargo, la base de datos aportada solo contempla accidentes con afectación a personas. Esta inconsistencia metodológica afecta la coherencia entre el objetivo, la fórmula del indicador y la información empleada para su cálculo.
- Para el cierre de la vigencia 2025, AFINIA remitió el informe de accidentes de origen eléctrico correspondiente al indicador 5.2.1, del cual se destaca que la meta establecida para el año fue de 27 accidentes atribuibles al Operador de Red, frente a un resultado reportado de 16 accidentes, lo que arroja un resultado de +40,74% y representaría, en principio, el cumplimiento de la meta planteada.
- El total de personas accidentadas reportadas durante 2025, correspondientes según el prestador a eventos ocurridos en los años 2024, 2023 y 2022, asciende a 43, de las cuales 16 fueron clasificadas por AFINIA como atribuibles al Operador de Red (aproximadamente el 37% del total reportado). El informe no desagrega accidentes atribuibles correspondientes específicamente al cuarto trimestre de 2025, por lo que el resultado anual reportado (16) corresponde a la suma de lo evidenciado en los tres primeros trimestres de la vigencia. Adicionalmente, el prestador reconoció la existencia de un accidente reportado de manera repetida dentro del consolidado, lo que introduce una limitación adicional sobre la precisión del dato final reportado.
- No fue posible realizar una verificación de la clasificación de los accidentes como atribuibles o no atribuibles al prestador, en contraste con lo efectuado para la vigencia 2024. Lo anterior, debido a que, dentro de los cuatro archivos Excel aportados por AFINIA (Análisis Atribuible Primer trimestre_2025, Análisis Atribuible Segundo trimestre_2025, Análisis Atribuible Tercer trimestre_2025 y Accidentes pendientes por gestionar 2025), no se encuentra la información que permita verificar dicha clasificación, a diferencia de lo ocurrido en 2024, año para el cual sí se aportó el archivo "5.2.1 INFORME_EVENTOS_SINAC_20250121_21En.xls_reporte SSPD2024", que permitió realizar dicho ejercicio de verificación. Se resalta, como soporte adicional, el aporte del

documento "Procedimiento de Atribución de Responsabilidad en Accidentes Eléctricos_Modelo", en el cual se establece la metodología utilizada por AFINIA para la clasificación de los accidentes.

- Del total de accidentes reportados por AFINIA en 2025, la cifra de 16 accidentes atribuibles (37% de los 43 reportados por el prestador, frente a los 49 verificados en el SUI) corresponde a una clasificación efectuada directamente por el prestador, sin que se cuente, dentro de la documentación remitida para el cierre de la vigencia, con una verificación por parte de esta Superintendencia que permita contrastar dicho porcentaje de atribución frente al criterio aplicado en el ejercicio de revisión de 2024.
- En consecuencia, si bien el resultado reportado (16 accidentes) se ubica por debajo de la meta anual establecida (27), se acepta la evaluación reportada como válida, dejando la salvedad de la imposibilidad de verificar la base de datos sobre la cual se realizó dicha clasificación, como sí fue posible para la vigencia 2024. Se aclara que no se realiza el contraste con la información del SUI, con el fin de evitar controversias derivadas de la falta de información sobre la clasificación realizada por la empresa; a lo anterior se suma la disminución en el total de accidentes reportados, que pasó de 62 en 2024 a 49 en 2025.

Conclusión general de cierre del PGLP 2021-2025

Al cierre del periodo de cinco (5) años definido para el Programa de Gestión Acordado de Largo Plazo, el balance del Objetivo 5 (Riesgo Eléctrico) evidencia una tensión constante entre el cumplimiento formal de los porcentajes de ejecución reportados por AFINIA y la imposibilidad reiterada de verificar dichos porcentajes frente a metas y líneas base cuantificables, situación que se presentó de manera transversal durante los cuatro trimestres de 2025 y en los periodos previos objeto de seguimiento. El indicador parcial 5.1 permaneció en estado de alerta y en NO CUMPLE (NPC) durante toda la vigencia, mientras que el indicador de resultado 5.2.1 cerró en CUMPLE (+40,74%), aunque sustentado en una clasificación de atribuibilidad realizada por el prestador, sin verificación por parte de esta Superintendencia. Estas conclusiones evidencian la necesidad de que un eventual programa de gestión futuro corrija, desde su formulación, las debilidades estructurales identificadas de manera consistente durante los cinco años de seguimiento del presente PGLP.

Objetivo 6. Mejorar las condiciones de atención al usuario.

Indicador Parcial 6.1. Implementar una estrategia que optimice el procedimiento de trámite oportuno y de calidad de reclamaciones por parte de la empresa.

- El seguimiento efectuado durante la vigencia del Programa de Gestión de Largo Plazo permitió evidenciar la implementación progresiva y sostenida de las actividades previstas para el indicador parcial 6.1.1, observándose una evolución favorable en la consolidación de estrategias orientadas al fortalecimiento de la atención al usuario. Las acciones desarrolladas en materia de actualización normativa, formación del talento humano y relacionamiento con los grupos de interés reflejan un proceso de fortalecimiento

institucional que trascendió la ejecución puntual de actividades y contribuyó a la consolidación de prácticas orientadas al mejoramiento de la gestión comercial.

- La revisión integral de las evidencias aportadas permitió establecer que, si bien la documentación presentada acredita la ejecución material de las actividades reportadas y mantiene coherencia con los objetivos del indicador, persisten oportunidades de mejora en la forma de documentar su nivel de cumplimiento. En particular, la ausencia de metodologías de medición, indicadores de cobertura y mecanismos que permitan demostrar la trazabilidad entre las actividades ejecutadas y los porcentajes reportados limitó la validación plena del avance informado por el prestador.
- Como resultado de la valoración técnica realizada, esta Superintendencia reconoció un cumplimiento del 85 %, porcentaje que supera el umbral mínimo establecido para el indicador y permite concluir que el compromiso adquirido por el prestador dentro del Programa de Gestión de Largo Plazo fue cumplido. Este reconocimiento refleja una evaluación sustentada en la calidad, suficiencia y capacidad demostrativa de las evidencias aportadas, privilegiando criterios técnicos de verificación sobre los porcentajes declarados por el operador.
- El cierre del seguimiento al indicador parcial 6.1.1 evidencia la importancia de fortalecer los mecanismos de seguimiento y evaluación de las estrategias implementadas, incorporando metodologías objetivas que permitan medir no solo la ejecución de las actividades, sino también su cobertura, eficacia e impacto. La adopción de estos elementos contribuirá a mejorar la trazabilidad de la información, facilitará la validación técnica de los resultados reportados y fortalecerá los procesos de control y evaluación en futuros instrumentos de gestión.

Indicador Parcial 6.2. Implementar una estrategia que optimice el procedimiento de trámite oportuno y de calidad de reclamaciones por parte de la empresa.

- Como resultado de la evaluación efectuada, se evidenció que el Indicador Parcial 6.1.2. Mantener el porcentaje de casos resueltos mediante el programa de atención al cliente en primer contacto del universo de casos que aplique presentó un desempeño superior a la meta establecida en el Programa de Gestión de Largo Plazo durante el cuarto trimestre de 2025, manteniendo un porcentaje validado del 67 %, superior al valor objetivo del 54 %, lo que permitió reconocer el cumplimiento del indicador para el período evaluado.
- La verificación realizada sobre la información suministrada por el operador permitió establecer la correspondencia entre el informe trimestral, las tablas de consolidación y la base de datos utilizada para la medición del indicador. No obstante, se identificó la existencia de registros clasificados como FCR que no contenían fecha de finalización del trámite, situación que limita la trazabilidad de dichos casos y motivó el ajuste efectuado por esta Superintendencia durante el proceso de validación, sin que ello afectara el cumplimiento de la meta comprometida.
- El comportamiento del indicador durante el cuarto trimestre evidenció una disminución progresiva entre los meses de octubre y diciembre; sin embargo, los resultados obtenidos

permanecieron por encima de la meta establecida en el Programa de Gestión. Así mismo, el consolidado anual refleja que el operador mantuvo un nivel de desempeño favorable en la resolución de solicitudes en primer contacto, alcanzando un resultado acumulado superior al objetivo previsto para la vigencia.

- Con la evaluación correspondiente al cuarto trimestre de 2025 se concluye el seguimiento del Indicador Parcial 6.1.2 en el marco del Programa de Gestión de Largo Plazo suscrito entre la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y CaribeMar de la Costa S.A.S. E.S.P., evidenciándose que el prestador alcanzó el objetivo propuesto para este indicador durante la vigencia del programa, sin perjuicio de las observaciones efectuadas por esta Superintendencia respecto a la calidad y completitud de la información empleada para su medición.

Indicador de resultado 6.2. Mejorar la calidad de las decisiones de los Recursos de Reposición.

- La información reportada por el prestador para el Indicador de Resultado 6.II.2 no presentó consistencia con la base de datos aportada como soporte, toda vez que las cantidades de recursos confirmados, modificados y revocados consignadas en el informe difieren de los resultados obtenidos por la SSPD al filtrar la información correspondiente exclusivamente a la vigencia 2025.
- La validación realizada por la SSPD permitió establecer que la base de datos correspondiente a la vigencia 2025 contiene un total de 2.557 Recursos de Apelación, de los cuales 334 fueron confirmatorios, 170 modificatorios y 2.053 revocatorios, información que constituye el universo de datos para la evaluación del indicador y difiere de los valores reportados por el prestador.
- Se evidenció que el prestador evaluó el indicador utilizando una metodología basada en una reducción absoluta del número de recursos respecto de la vigencia anterior, mientras que la Adenda No. 1 al Programa de Gestión a Largo Plazo establece una metodología de evaluación porcentual, situación que impidió validar el cumplimiento del indicador en los términos reportados por el operador.

Objetivo 7. Implementar la política de responsabilidad social empresarial.

Indicador Parcial 7.2. Cumplimiento a las acciones definidas en el plan de mejoras en el año analizado.

- La evaluación técnica permitió reconocer un cumplimiento del 94 % para el indicador parcial 7.1.2, resultado obtenido a partir de la verificación de los tres hitos programados para el cuarto trimestre de 2025. El porcentaje reconocido se vio afectado por inconsistencias puntuales en la información reportada y por la incorporación de soportes que no correspondían al período objeto de evaluación, circunstancias que impidieron el reconocimiento total del indicador.

- La evidencia presentada permitió acreditar la ejecución de las actividades programadas; no obstante, el reporte continúa privilegiando la descripción de las acciones desarrolladas sobre la demostración objetiva de sus resultados, limitando la evaluación del impacto alcanzado mediante indicadores verificables asociados a la gestión de la Responsabilidad Social Empresarial.
- La revisión realizada evidenció debilidades en los procesos de consolidación y control de la información, reflejadas en diferencias entre cifras reportadas y en la selección de soportes documentales. Si bien estas situaciones no desvirtúan la ejecución de los hitos evaluados, sí afectan la confiabilidad y trazabilidad de la información utilizada para sustentar el cumplimiento del indicador.
- Con la evaluación del cuarto trimestre de 2025 concluye el seguimiento al indicador parcial 7.1.2, quedando establecidos los resultados finales de su ejecución durante la vigencia. En este contexto, resulta necesario fortalecer los mecanismos de generación, consolidación y presentación de la información, incorporando criterios uniformes para la selección de evidencias y herramientas que permitan medir el impacto de las acciones implementadas.

Indicador de resultado 7.1. Aumento del sentido de pertenencia con la empresa por parte de los colaboradores.

- La evaluación permitió establecer que el prestador implementó y ejecutó integralmente las estrategias previstas en el Plan de Acción de Clima Laboral 2025, evidenciándose coherencia entre las acciones desarrolladas durante la vigencia y el propósito del indicador de resultado, orientado al fortalecimiento del sentido de pertenencia de los colaboradores.
- La información aportada por el prestador presentó consistencia entre el informe anual, los soportes documentales y los resultados consolidados de la medición de clima laboral, permitiendo verificar la trazabilidad entre las actividades ejecutadas, la aplicación de la encuesta bajo la metodología Great Place to Work® y los resultados obtenidos para la vigencia 2025.
- Como resultado de la aplicación de la fórmula definida en el Programa de Gestión a Largo Plazo, la SSPD verificó un incremento del 24,49 % en la calificación del sentido de pertenencia de los colaboradores frente a la vigencia 2024, resultado que satisface el criterio de evaluación establecido para el indicador y permite reconocer su cumplimiento para la vigencia 2025.

Indicador de resultado 7.2. Mejora de la imagen ante los usuarios.

- La revisión de la información aportada por el prestador permitió constatar la realización de la medición correspondiente al indicador de resultado 7.2. Mejora de la imagen ante los usuarios, verificándose la existencia de los soportes metodológicos asociados al estudio de satisfacción, entre ellos el informe ejecutivo, la presentación consolidada, la ficha técnica y los instrumentos de encuesta aplicados a los segmentos de hogares y

empresas, los cuales evidencian la implementación de una metodología estructurada para la medición de la percepción de los usuarios.

- La aplicación de la metodología prevista en el Programa de Gestión a Largo Plazo (PGLP) evidenció una variación positiva del 17,59 % en la calificación del Índice General de Satisfacción, al pasar de 54,0 a 63,5 puntos respecto de la medición inmediatamente anterior, resultado que acredita el cumplimiento del criterio de mejora establecido para el indicador durante la vigencia evaluada.
- La documentación examinada permitió verificar la consistencia entre la metodología reportada, los instrumentos de medición utilizados y los resultados consolidados presentados por el prestador, constituyendo una base documental suficiente para efectuar la evaluación del indicador conforme a los criterios establecidos en el Programa de Gestión a Largo Plazo.

Objetivo 8. Reducir los usuarios de áreas especiales, especialmente de los barrios subnormales (BSN) y las Zonas de Difícil Gestión (ZDG).

De acuerdo con las métricas y procedimientos de seguimiento para la verificación del cumplimiento de las metas de los indicadores parciales y de resultado, establecidos en el PGLP acordado con AFINIA; y con base al reporte de resultados de AFINIA del cuarto trimestre de 2024, y el correspondiente análisis de la SSPD, se concluye lo siguiente:

Indicador parcial 8.1. Diseñar e implementar un programa de acompañamiento social para la implementación de los programas de pérdidas, normalización de subnormales y prepago, identificando aquellas acciones con foco en ZDG y BSN.

En este trimestre se verifica el cumplimiento de la planificación de los indicadores para cerrar 2025 con el desarrollo de nuevas estrategias para mejorar e impulsar los niveles de recaudo y disminución de las pérdidas de energía. Sin embargo, no se encontraron las evidencias para estadísticamente inferir una aprobación del valor dado como indicador logrado.

Al cierre de la vigencia evaluada, el Plan de Integración Territorial presentado por AFINIA registra un avance general superior al 100% frente a las metas anuales definidas.

Se recibió una nueva información el 16 de junio de 2026, con soporte fotográfico, las siguientes cantidades de soportes, sin embargo, estas no alcanzaron a cumplir la muestra mínima solicitada, para ninguno de los programas que conforman el indicador.

Luego del análisis estadístico con las muestras recibidas el indicador alcanzó un valor de 2,2%.

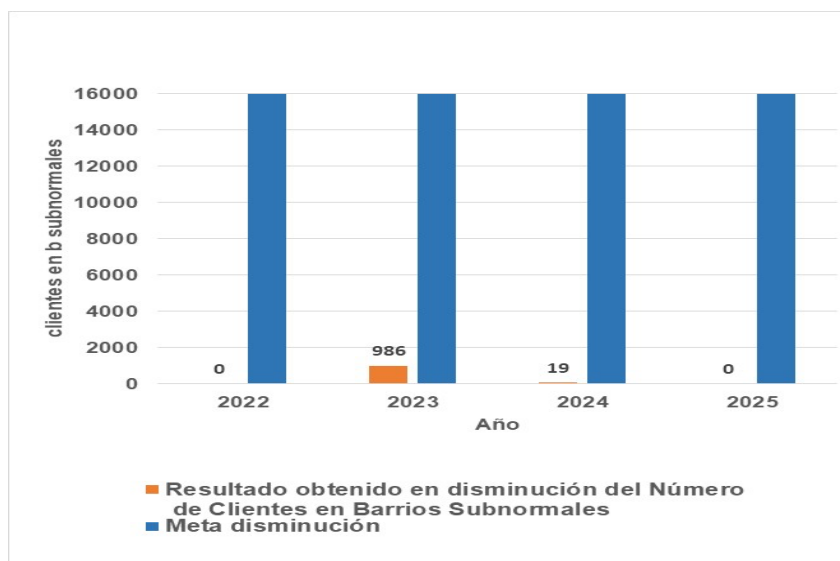
Indicador de Resultado 8.1. Disminución del Número de Clientes en Barrios Subnormales.

Durante el año 2025 no hubo avance en el programa de normalización de clientes en barrios subnormales, acorde al reporte de AFINIA, en lo transcurrido de 2025, no se logró normalizar a ningún clientes de los 16.000 previstos como meta (un resultado de 0 %); situación similar a lo

presentado en los años 2022, 2023 y 2024; es decir, en 4 años de desarrollo del programa, las diversas circunstancias y dificultades que ha reportado AFINIA, han superado las estrategias implementadas por el OR y no ha sido posible cumplir la meta del indicador.

Del balance acumulado del indicador “Disminución del Número de Clientes en Barrios Subnormales” se concluye que el resultado obtenido por AFINIA durante el periodo 2022–2025 es altamente desfavorable y evidencia una gestión materialmente ineficaz frente al objetivo del programa. La meta anual establecida era la normalización de 16.000 clientes por año, lo que representa una meta acumulada de 64.000 clientes en los cuatro años evaluados. Sin embargo, de acuerdo con la información reportada, AFINIA únicamente logró normalizar 1.005 clientes en todo el periodo, equivalentes aproximadamente al 1,57% de la meta acumulada, dejando un rezago de 62.995 clientes, es decir, un incumplimiento acumulado cercano al 98,43%.

Evolución de la gestión en reducción clientes barrios subnormales años 2022 a 2025.



Indicador de resultado 8.2. Implementación de sistema de medición prepago.

La tecnología AMI tiene una gran proyección y puede ir de la mano de la medición prepago, es un apoyo en la recuperación de energía, evitando la defraudación de fluidos. No se alcanzó con el cumplimiento del indicador en este periodo por la baja cobertura de esta medida prepago en el área de cobertura de AFINIA, se espera una masificación de manera intensiva de la medición prepaga.

La SSPD propició varias reuniones para solicitar un alcance de la información originalmente guardada en el respectivo DRIVE creado por AFINIA para este fin. Dichas reuniones se llevaron a cabo los días 4 y 6 de noviembre de 2025, allí la SSPD solicitó información adicional para completar lo establecido en el acta de parámetros mínimos suscrita entre la SSPD y AFINIA.

Indicador de resultado 8.3. Reducción de cartera.

Este es un indicador netamente financiero, pero es el resultado de todo un programa de pérdidas liderado por AFINIA, este indicador alcanzó un valor del 69% que indica que, se alcanzó la meta de 86,7%.

La SSPD propició varias reuniones para solicitar un alcance de la información originalmente guardada en el respectivo DRIVE creado por AFINIA para este fin. Dichas reuniones se llevaron a cabo los días 4 y 6 de noviembre de 2025, allí la SSPD solicitó información adicional para completar lo establecido en el acta de parámetros mínimos suscrita entre la SSPD y AFINIA.

5 RECOMENDACIONES

Generales

- Se recomienda al OR AFINIA, aumentar los montos de inversión en el SDL para el año 2026, con la finalidad de continuar en la senda de mejora en la continuidad, calidad del servicio y pérdidas, impactando a un mayor número de usuarios. Ejecutar los proyectos presentados dentro del respectivo Plan de Inversión aprobado por la CREG en los años correspondientes.
- La tecnología AMI tiene una gran proyección y puede ir de la mano de la medición prepago además de ser un apoyo integral en la recuperación de energía, evitando la defraudación de fluidos; es importante que se analice la oferta de las empresas que han pasado propuestas a AFINIA, las cuales proponen de manera adicional una recuperación integral técnico-comercial de los circuitos intervenidos.
- Para realizar una revisión integral de todos los indicadores es necesario revisar los valores calculados con los soportes presentados. Por lo anterior, la SSPD requiere hacer su revisión mediante muestreo estadístico con un nivel de confianza del 95% y un error del 5%, de lo contrario pese a que se tenían valores de indicadores calculados, se definió en algunos casos que la evidencia suministrada por AFINIA era insuficiente.

Objetivo 5. Reducir el número de accidentes de origen eléctrico.

- Definir la línea base y las metas para cada uno de los subindicadores, tanto en su componente cuantitativo como cualitativo, así como ajustar las descripciones de aquellos subindicadores que, contando con una meta cuantitativa, no describen de manera clara los atributos o calidades correspondientes a cada indicador.
- Fortalecer la estructuración del Plan de Gestión del Riesgo conforme a los lineamientos del PGLP y los requisitos puntuales del RETIE. Se recomienda formular y/o ajustar un plan debidamente estructurado, que integre de manera articulada todas las actividades ejecutadas (campañas, talleres, capacitaciones y comunicaciones), incorporando metas anuales y trimestrales claramente cuantificadas, una línea base definida, cronogramas detallados e indicadores de seguimiento. Esto permitirá asegurar la coherencia entre la planeación y la ejecución, así como la adecuada medición del avance y cumplimiento.

- Establecer un esquema de seguimiento y reporte que garantice la trazabilidad de la información. Se recomienda definir un mecanismo estandarizado de registro y soporte documental que relacione explícitamente cada actividad ejecutada con la meta planificada y el porcentaje de avance reportado. Dicho esquema deberá permitir la verificación objetiva de los soportes, el cálculo técnico de los indicadores y la validación del cumplimiento real frente a lo programado.
- Requerir a AFINIA que diversifique, en cada periodo de evaluación, la muestra de contratistas de MT verificados para el subindicador 2.2.1, o que justifique documentalmente el criterio de selección y la representatividad de la muestra frente al universo total de contratistas con contrato vigente.
- Requerir que el subindicador de reevaluación de riesgos operacionales en subestaciones (2.3.1) especifique, para cada periodo evaluado, el número de subestaciones intervenidas y que se aporte el soporte documental correspondiente en la carpeta destinada para tal fin.
- Evaluar la pertinencia de mantener dentro del alcance del PGLP-RETIE el subindicador de control operacional mediante inspecciones documentadas de seguridad (2.3.3), dado que la evidencia aportada corresponde de manera reiterada a actividades propias del programa de Seguridad y Salud en el Trabajo y no a la gestión del riesgo de origen eléctrico.

Para la formulación de un futuro Programa de Gestión

Con fundamento en las limitaciones estructurales identificadas de manera reiterada durante los cinco años de seguimiento del presente PGLP, se recomienda que un futuro programa de gestión acordado con AFINIA se formule bajo los siguientes lineamientos:

- Reducir sustancialmente el número de indicadores y subindicadores del programa, priorizando aquellos que realmente permitan medir la gestión del riesgo eléctrico y la disminución de accidentes, en lugar de mantener un esquema extenso de actividades de difícil trazabilidad y verificación, como el que caracterizó al PGLP 2021-2025 (11 actividades agrupadas en 5 grupos temáticos y 2 grupos generales).
- Exigir, desde la etapa de formulación del programa, mayor rigurosidad técnica en la definición de cada indicador: línea base cuantificada, meta absoluta (no solo porcentual), unidad de medida, periodicidad de evaluación, fórmula de cálculo verificable y fuente de información específica, de manera que ningún indicador quede sujeto a un resultado de tipo "no es posible calcular" (NPC) durante la vigencia del programa.
- Establecer, desde el inicio del programa, una herramienta única y estandarizada de seguimiento (por ejemplo, un tablero de control o repositorio digital compartido entre AFINIA y la Superservicios) que centralice los soportes documentales de cada indicador, evitando la dispersión actual en múltiples archivos Excel y Word de nomenclatura heterogénea entre trimestres.

- Definir criterios técnicos de muestreo representativo para los indicadores que se evalúen mediante verificación muestral (por ejemplo, formación de contratistas), de manera que la metodología de selección de la muestra sea justificada, documentada y variable entre periodos de evaluación.
- Delimitar con precisión el alcance de cada indicador frente a la normativa aplicable (RETIE, ISO, entre otras), de manera que no se incluyan dentro del programa de riesgo eléctrico actividades que correspondan a otros marcos regulatorios, como ocurrió con las inspecciones documentadas de seguridad del programa de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- Incorporar, desde la formulación del programa, un protocolo de verificación cruzada periódica entre la información reportada por el prestador y la información disponible en el SUI, con una periodicidad definida (por ejemplo, semestral), de manera que no sea necesario esperar al cierre del programa para identificar discrepancias como las evidenciadas entre los reportes de AFINIA y el formulario TT5 del SUI.

Objetivo 6. Mejorar las condiciones de atención al usuario.

Se recomienda al prestador fortalecer el proceso de consolidación y validación de la información utilizada para la medición de los indicadores de resultado, garantizando que los datos reportados correspondan exclusivamente a la vigencia objeto de evaluación y que la metodología de cálculo aplicada se encuentre plenamente armonizada con los criterios y fórmulas establecidos en la Adenda No. 1 al Programa de Gestión a Largo Plazo, con el fin de asegurar la trazabilidad, consistencia y verificabilidad de los resultados presentados a la SSPD.

Objetivo 7. Implementar la política de responsabilidad social empresarial.

Con ocasión del cierre del horizonte de seguimiento del presente Programa de Gestión a Largo Plazo, se recomienda que los futuros instrumentos de planeación incorporen lineamientos específicos sobre los soportes mínimos requeridos para la validación de indicadores basados en estudios de percepción, incluyendo la disponibilidad de microdatos, memorias metodológicas y mecanismos de certificación de resultados, con el propósito de fortalecer la trazabilidad, reproducibilidad y verificabilidad de la información reportada durante los ejercicios de evaluación.

Proyectó: Edgar Antonio Díaz Bustos – Profesional Especializado, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Proyectó: Juan de Dios Suárez Forero – Profesional Especializado, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Proyectó: Francisco de Paula Toro Zea – Profesional Especializado, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Proyectó: Jhonattan Olave Vargas – Profesional Especializado, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Proyectó: Edder Andrés Carrión Campo – Profesional Especializado, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Proyectó: Mateo Sebastián Díaz Vargas – Contratista, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Proyectó: Mario Fernando Díaz Pérez – Contratista, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Revisó: Luis Carlos Rodríguez Bello – Asesor, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Revisó: Darío Fernando Obando Batallas – Coordinador Grupo de Gestión Operativa del SIN, Dir. Técnica de Gestión de Energía
Aprobó: Andrés Felipe Peñaranda Bayona – Asesor, Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible
Aprobó: Tatiana Alejandra Quintero Barrera – Directora Técnica de Gestión de Energía (E)