

**PROGRAMA DE GESTIÓN ACORDADO
DE LARGO PLAZO**

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

**INFORME DE SEGUIMIENTO No. 16
CUARTO TRIMESTRE 2024**

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	3
2	ANTECEDENTES DEL PGLP	5
3	EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES	7
3.1	RESULTADOS DE LOS INDICADORES PARCIALES	10
3.2	RESULTADOS DE LOS INDICADORES DE RESULTADO	11
4	CONCLUSIONES	13
5	RECOMENDACIONES	30

ANEXO 1. SEGUIMIENTO A LOS INDICADORES CUARTO TRIMESTRE DE 2024

ANEXO 2. EVIDENCIAS QUE SOPORTAN LA EJECUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES
EVALUADAS CON LOS INDICADORES.

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 CARIBE MAR 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 CARIBE MAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. - AFINIA, de común acuerdo y cuyo plazo máximo de cumplimiento es 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 persiguen con el programa de gestión acordado de largo plazo son 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 Díficil Gestión (ZDG).

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

En este sentido, la Superservicios realiza 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 considere pertinente para cumplir esta labor encargada.

El resultado del seguimiento realizado por la DTGE se consigna 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 de PGLP.

Posteriormente, se presenta el seguimiento al cumplimiento del programa durante el cuarto trimestre de 2024 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.

Finalmente, en el Anexo 2, se presentan las evidencias que soportan la ejecución de las actividades evaluadas con los indicadores.

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 No. SSPD 20161000062785 del 14 de noviembre de 2016, y posteriormente a través de la Resolución No. SSPD 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 Caribe Mar y Caribe Sol, 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 Caribe Mar por el 100% de las acciones en el capital de CARIBE MAR 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, Pijíño 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.

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>.

En resumen, el PGLP busca que el prestador cumpla los objetivos del programa y para ello el seguimiento se realizará a través de indicadores parciales y de resultado. Es preciso

aclarar, que los indicadores parciales apuntan a la consecución de los indicadores de resultados, pero algún incumplimiento en los primeros no determina el incumplimiento de los indicadores de resultado, sino que permite generar las alertas tempranas para que se tomen los correctivos que lleven 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 espera 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 CARIBE MAR S.A.S. E.S.P., en adelante AFINIA, ha remitido los informes trimestrales correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2024. 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 ha observado 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.

Dicho comité de seguimiento permanece activo a la fecha, al cual le fue 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.

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 efectúan 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.

Para el horizonte de evaluación de este documento comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2024, AFINIA remitió el informe correspondiente al cuarto trimestre de 2024 mediante comunicación con el siguiente radicado:

RADICADO SSPD	FECHA
20255290396262	31 de enero de 2025

Tras la revisión de la información inicial, el equipo encargado de la elaboración del informe de seguimiento tuvo varias reuniones con AFINIA, en donde se solicitó información adicional de algunos indicadores en particular. La información solicitada fue enviada por AFINIA por medio de los radicados listados a continuación.

RADICADO	FECHA	DESCRIPCIÓN
20255294872882	21/11/2025	Requerimiento de Información Indicador 2.1.1 Inversiones del STR
20255294878192	21/11/2025	REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN INDICADOR 3.2.2 DESVIACIONES ESTACIONARIAS DE TENSIÓN - EPM
20255294925672	25/11/2025	Información Indicador 1.1.1 Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio, aprobadas en el plan de inversión - Afinia
20255294951362	26/11/2025	REQUERIMIENTO DE INFORMACION INDICADORES OBJETIVO 7 RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL - CARIBEMARE SA ESP
20255294953192	26/11/2025	Requerimiento de Información Indicadores Objetivo 4 Pérdidas
20255295093942	04/12/2025	Requerimiento de Información Indicadores Objetivo 2 Confiabilidad en el STR
20255295108922	04/12/2025	REQUERIMIENTO DE INFORMACION INDICADORES OBJETIVO 5 RIESGO ELECTRICO - CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.

Tras la revisión de la información relacionada en la tabla anterior, la Superservicios encontró que esta todavía seguía siendo insuficiente para la elaboración del informe de seguimiento, especialmente en lo relacionado con los objetivos 4, 5 y 7 del Programa de Gestión. Por lo tanto, se solicitó complementar la información por medio del Radicado SSPD No. 20262202367281 - Solicitud de información adicional del Programa de Gestión de Largo Plazo del Cuarto Trimestre 2024 y Trimestres del 2025. AFINIA respondió solicitando ampliación del plazo de la entrega de la información por medio del Radicado SSPD No. 20262222563151 - Respuesta a la solicitud de Ampliación de Términos Radicado No. 20262202367281. A este último la Superservicios respondió mediante el Radicado SSPD No. 20262222563151 - Respuesta a la solicitud de Ampliación de Términos Radicado No. 20262202367281, en el cual no se concedió el plazo solicitado, por lo tanto, el presente

informe se realizó con la información disponible hasta el 2 de junio de 2026, fecha límite que la Superservicios indicó para el envío de la información adicional.

A partir de la información disponible en la fecha indicada en el párrafo anterior 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 2024, 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 2024

No.	Objetivo	INDICADORES PARCIALES	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	Meta Indicador 2024	2024 Trimestre 1	2024 Trimestre 2	2024 Trimestre 3	2024 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	90%	NO EVALUADO	103%	90,5%	91%
		2) Cumplimiento del programa de mantenimientos por circuito.	Trimestral	80%	NO EVALUADO	104%	98%	97%
		3) Mejora SAIDI por circuito.	Semestral	Mayor o igual a cero	NO APLICA ¹	25% del grupo de circuitos y el 73% de los circuitos cumplen la meta	NO APLICA ¹	21%
		4) Mejora de SAIFI por circuito.	Semestral	Mayor o igual a cero	NO APLICA ¹	41% del grupo de circuitos y el 79% de los circuitos cumplen la meta	NO APLICA ¹	38%
		5) Reducir los tiempos de atención de interrupciones no programadas.	Trimestral	78%	NO EVALUADO	78,7%	74%	82,69%
		6a) Avisos de las interrupciones programadas: Cobertura en medios de comunicación masivos.	Semestral	80%	NO APLICA ¹	99%	NO APLICA ¹	9,7%
		6b) Avisos de las interrupciones programadas: Notificación a los usuarios industriales.	Semestral	100%	NO APLICA ¹	96,1%	NO APLICA ¹	53,08%
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	80%	97%	105%	101%	98%
		2) Cumplimiento del programa de mantenimientos por activo.	Trimestral	80%	84%	92,6%	84%	93%
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	80%	NO EVALUADO	103%	95,5%	93,5%
4	Pérdidas	1) Ejecución de inversiones orientadas a recuperación de pérdidas del documento CONPES 3966 de 2019.	Trimestral	90%	32,5%	21%	SIN RESULTADO ²	SIN RESULTADO ²
		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	80%	158%	150%	SIN RESULTADO ²	SIN RESULTADO ²
		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 AML. c) Aseguramiento de la red.	Trimestral	80%	109,9%	94%	99,8%	SIN RESULTADO ²

		4) Ejecución plan de inversiones activos de uso dirigido a gestión de pérdidas.	Trimestral	80%	107,5%	101%	89%	SIN RESULTADO ²
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	80%	71%	68%	SIN RESULTADO ²	SIN RESULTADO ²
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	80%	100%	100%	100%	98,28%
		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	32%	30,2%	31,65%	37,62%
7	Responsabilidad Social Empresarial	1) Construir y establecer la línea de base del RSE.	Trimestral	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	90%	100%	100%	SIN RESULTADO ²	SIN RESULTADO ²
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	80%	136%	120%	89%	SIN RESULTADO ²

3.2 RESULTADOS DE LOS INDICADORES DE RESULTADO

Tabla 2. Evolución de indicadores de resultado durante el año 2024

No.	Objetivo	INDICADORES DE RESULTADO	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	Meta Indicador 2024	2024 Trimestre 1	2024 Trimestre 2	2024 Trimestre 3	2024 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	19%
		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	42,6%	NO APLICA ¹	41,6%
		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	38%
		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	25,1%	NO APLICA ¹	27%
		3) Informar a los usuarios las interrupciones programadas.	Semestral	100% +/- 10%	NO APLICA ¹	100%	NO APLICA ¹	25,09%
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	-39,39%
		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	773,71%
		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	-19,16%
3	Calidad de la Potencia eléctrica	1) Infraestructura para el registro de calidad de potencia, cumplimiento de la Resolución CREG 024 de 2005.	Anual	90%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	SUPERADO ³
		2a) Mantener los niveles de tensión dentro de los estándares regulatorios para valores de Desviaciones Estacionarias de Tensión.	Anual	80%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	98,99%

No.	Objetivo	INDICADORES DE RESULTADO	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	Meta Indicador 2024	2024 Trimestre 1	2024 Trimestre 2	2024 Trimestre 3	2024 Trimestre 4
		2b) Mantener los niveles de tensión dentro de los estándares regulatorios para valores de Interrupciones Transitorias.	Anual	80%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	99,63%
		3) Mantener la distorsión armónica dentro de los estándares regulatorios.	Anual	80%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	85,45%
4	Pérdidas	1) Reducir el índice de pérdidas	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	-4,59
		2) Reducir el número de usuarios sin medidor en el mercado de comercialización.	Anual	80%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	SIN RESULTADO ²
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	-42,86%
		2) Ejecución de inversiones orientadas a la sustitución de red monohilo aprobadas en el plan de inversión.	Trimestral	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 "46%"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	5,24%
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	SIN RESULTADO ²
		2) Mejora de la imagen ante los usuarios.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	SIN RESULTADO ²
8	Programa de Normalización, gestión de pérdidas eléctricas y Cartera	1) Disminuir el número de clientes en Barrios Subnormales.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	SIN RESULTADO ²
		2) Implementación de sistema de medición prepago.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	-99,09%
		3) Reducción de Cartera.	Anual	87,8%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	71%

¹ El indicador no debe evaluarse en el periodo indicado.

² No es posible calcular el resultado del indicador.

³ Indicador superado, no requiere evaluación.

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 los siguientes indicadores presentan quedan en estado de alerta:

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.

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 evidencia una mejora en los indicadores de la calidad media SAIDI y SAIFI, tanto los totales como los debidos a interrupciones no programadas.
- En cuanto al seguimiento de los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI para los circuitos priorizados para 2024, se observa una mejora en estos, sin embargo, hay algunos circuitos que presentan valores de dichos indicadores muy altos, de más de cinco veces el valor del promedio del operador.

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

- 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. Además, se realizó un análisis comparativo en Unidades Constructivas y kilómetros de red construidos.

El seguimiento a la ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio eléctrico en el cuarto trimestre de 2024 refleja un cumplimiento acumulado del 91,2% respecto a la meta planificada, alcanzando 138 km de red intervenida en el cuarto trimestre y un total acumulado de 364 km. La aplicación de la curva S permitió un seguimiento detallado,

facilitando ajustes en la planificación y optimizando la distribución de recursos.

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, si bien el prestador reportó haber efectuado actividades de divulgación de las interrupciones programadas a través de múltiples medios de comunicación masivos y canales digitales, la información y documentación allegada no permitió verificar, de manera trazable y sistemática, la cobertura informativa declarada para la totalidad de los municipios intervenidos durante el segundo semestre de 2024.

En particular, aunque AFINIA aportó una base de datos en formato Excel en la que relaciona municipios, medios de comunicación utilizados y un cumplimiento reportado del 100 %, dicha información no se encuentra acompañada de fórmulas de cálculo ni de soportes individualizados por municipio que permitan comprobar la divulgación efectiva 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, sin permitir identificar de forma clara y verificable la correspondencia entre fechas de publicación, municipios informados y eventos específicos de interrupción programada. Únicamente para el medio Hoy Diario del Magdalena se allegaron ejemplares que permitieron identificar municipios concretos con fechas visibles de publicación, lo cual posibilitó la construcción de un subconjunto mínimo de evidencia verificable.

En este contexto, la Superintendencia adoptó un criterio conservador y estrictamente documental, considerando como municipios cubiertos únicamente aquellos para los cuales fue posible identificar al menos una publicación con soporte verificable durante el período evaluado. Bajo este enfoque, se identificaron trece (13) municipios con evidencia documental suficiente, frente a un total de ciento treinta y cuatro (134) municipios en los que el prestador reportó la ocurrencia de interrupciones programadas.

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 9,7 %, significativamente inferior a la meta establecida (≥ 80 %), razón por la cual se concluye que el indicador parcial 1.6.a no cumple para el período evaluado.

La diferencia entre el cumplimiento reportado por el prestador y el valor verificado por esta Superintendencia evidencia debilidades en la trazabilidad de la información, en la estructuración de los soportes documentales y en la reproducibilidad del cálculo del indicador, aspectos que limitan la posibilidad de validar la cobertura informativa declarada.

En consecuencia, se concluye que, resulta necesario que el prestador fortalezca la gestión documental del indicador, incorporando bases de datos consolidadas que vinculen de manera directa cada municipio intervenido con la fecha, el medio de publicación y el soporte

correspondiente, de forma que sea posible verificar el cumplimiento del indicador 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 al formato de los soportes allegados, los cuales fueron entregados mayoritariamente en archivos tipo “.msg”, dificultando su lectura automática y el procesamiento masivo de la información. A pesar de las acciones adelantadas por la Superintendencia para convertir y extraer información de dichos archivos, estas limitaciones impactaron el ejercicio de verificación.

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 (4.841), 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. 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 únicamente el 53,08% de los registros de gestión evaluados cuentan con soporte suficiente de notificación, valor sustancialmente 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 2024 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 la carpeta “1.2.5 Soporte Publicaciones”.

La revisión de la documentación aportada evidenció que el prestador no allegó un soporte matemático reproducible que permitiera verificar 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 API con base en un enfoque conservador, integrando: i) el conteo directo de interrupciones con soporte verificable en medios masivos (46 eventos); ii) la estimación estadística derivada del indicador 1.6.b (53,08% de 4.841 registros de gestión); y iii) los 200 soportes de publicaciones adicionales identificados por departamento.

Como resultado de este ejercicio, el indicador de resultado arrojó un valor de 25,09 %, muy 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 atender el crecimiento de la demanda de la zona norte de Cartagena y mejorar la confiabilidad del STR, AFINIA programó intervenir las líneas Villa Estrella – Bolívar y Bolívar – Bayunca, con nivel de tensión de 66 kV. El estado de estas obras corte al cuarto trimestre de 2024, es el siguiente:

i) Línea Villa Estrella – Bolívar (LN639)

AFINIA reporta la finalización de la construcción de la totalidad de las 92 cimentaciones previstas, el hincado de 66 estructuras faltante para completar un total de 92 estructuras y el tendido de conductor, cable de guarda y puesta a tierra en una longitud de 5 kilómetros de línea, quedando pendiente el tendido de los 5 kilómetros restantes. Se prevé la finalización y puesta en operación de la línea Villa Estrella – Bolívar, para el primer trimestre de 2025.

ii) Línea Bolívar – Bayunca (LN640)

Los trabajos relacionados obras civiles, hincado de estructuras y tendido de conductor, de la línea Bolívar – Bayunca, se encuentran totalmente finalizados.

- Para el cuarto trimestre de 2024, el PGLP fijó como meta para el indicador “2.1 *Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio en el STR*”, alcanzar una inversión igual o superior al 80% de las inversiones aprobadas en el plan de inversiones. AFINIA cumplió con el indicador, alcanzando una ejecución del 98% de la inversión prevista.

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 línea, **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 y **iii)** lavado de líneas del STR con el fin de eliminar polución que se acumula en los aisladores afectando su capacidad de aislamiento fase-tierra.

i) Inspección termográfica

En el cuarto trimestre de 2024, de acuerdo con lo programado, AFINIA realizó inspecciones termográficas sobre las líneas EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, SIERRA FLOR - TOLUVIEJO 1 110 kV y RIO SINU - TIERRA ALTA 1 110 kV, alcanzando un cumplimiento del 100% en esta actividad.

En lo corrido de 2024, AFINIA efectuó inspecciones termográficas sobre la totalidad de las 19 líneas programadas, que alcanzan una longitud a acumulada de 785 kilómetros de línea.

ii) Actividades de poda y trocha en líneas del STR

Para el 2024, AFINIA programó actividades de poda y trocha, sobre los corredores de 16 líneas de su Sistema de Transmisión Regional, las cuales acumulan una longitud de 748,84 kilómetros.

El número de consignaciones efectuadas en el 2024 fue de 801, con las que se realizó la actividad de poda y trocha a las 16 líneas previstas, a lo largo de 701,24 kilómetros de línea.

En el cuarto trimestre de 2024, se efectuaron 65 de las 85 consignaciones planeadas, lo que permitió efectuar actividades de poda y trocha a lo largo de 82,12 kilómetros de línea.

La actividad de poda y trocha logró un avance acumulado en el 2024 de 93,6% con relación a lo previsto.

iii) Lavado de líneas del STR

Para el 2024, AFINIA programó efectuar labores de lavado sobre cuatro líneas de su STR, estas son:

- Bosque - Chambacú 1 - 66 kV (LN-628)
- Proeléctrica – Mamonal 1 - 66 kV (LN-624)
- Ternera – Mamonal 1 - 66 kV (LN612)
- Bocagrande – Bosque 1 - 66 kV (LN-620)

Para el tercer y cuarto trimestre de 2024, AFINIA no ejecutó las labores programadas de lavado de líneas del STR, el avance de esta actividad con corte a cuarto trimestre de 2024 fue del 85%

- En conclusión, tomando en consideración los trabajos ejecutados por AFINIA, relacionados con inspecciones termográficas, poda y trocha y lavado de líneas, el indicador del PGLP “2.2 Cumplimiento del programa de mantenimientos por activo”, con corte al cuarto trimestre de 2024, alcanza un valor de 92,9%, 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 2024, 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 3.366,18 MWh-año, por eventos en el STR, inferior en un 39,39% a la meta de 5.533,58 MWh-año establecida en la senda de reducción de DNA definida en el PGLP.

Indicador de resultado 2.2.a. Indisponibilidad de activos asociadas a interrupciones no programados en activos del STR

- En el 2024, AFINIA registró 5,914,8 horas-año de indisponibilidad en el STR, asociadas a interrupciones no programadas, superior en 773,71% a las 676,98 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 2024, de un total de 107 activos que registraron indisponibilidades por eventos no programados, tan solo dos activos: CARTAGENA - LA MARINA 1 66 kV y BOCAGRANDE - EL BOSQUE 1 66 kV, concentraron el 89,2% del total de estas indisponibilidades.
- La indisponibilidad por eventos no programados en las líneas CARTAGENA - LA MARINA 1 66 kV y BOCAGRANDE - EL BOSQUE 1 66 kV, fue de 3.129 horas y 2.144 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 de activos asociadas a interrupciones programados en activos del STR

- AFINIA realizó labores de mantenimiento sobre 87 activos del STR, que ocasionaron indisponibilidades programadas en activos del STR, con duración acumulada de 1.131,81 horas-año en lo corrido del 2024, inferior en 19,16% a la meta de 1400 horas-año, en consecuencia, AFINIA cumplió en el 2024 con el indicador de resultado 2.2.b *“Indisponibilidad Activos asociadas a interrupciones programados en activos del STR”*

Objetivo 4. Reducir las pérdidas de energía.

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 4.1 Ejecución de Inversiones orientadas a recuperación de pérdidas del documento CONPES 3966 de 2019

No fue posible calcular el porcentaje de logro del indicador, debido a que la evidencia suministrada por AFINIA fue insuficiente e incompleta. Pese a lo anterior, a partir de la información parcial de evidencias presentada; así como el avance y resultado del indicador reportado por el OR (resultado del 18%), se puede inferir que el resultado de este indicador fue inferior a la meta establecida (> 90%), presentándose incumplimiento del mismo.

Dentro de los aspectos que incidieron para este resultado, según información del OR, se encuentran: la problemática de orden público para la finalización y cierre de los proyectos, así como el hecho que las comunidades no se oponen a la construcción y mejoramiento de las redes en media y baja tensión, pero si se oponen a la normalización de la medida individual, impactando directamente, la correcta evolución en la ejecución de las acciones planificadas.

Indicador parcial 4.2 Ejecución Plan de Control de Pérdidas de Energía

Con relación a las actividades específicas que hacen parte del indicador, AFINIA aportó evidencia insuficiente, lo cual no permite verificar a la SSPD de manera plena y suficiente el avance reportado por el OR (158% en el cuarto trimestre y 145% en todo el año 2024); lo que conllevó a no poder determinar con un grado adecuado de certeza el resultado del indicador.

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

- Con relación a las actividades específicas que hacen parte del indicador, AFINIA no aportó evidencia suficiente, lo cual no permite verificar de manera plena y suficiente el avance reportado por el OR (89%). En consecuencia, no es posible determinar con certeza el

resultado del indicador; a continuación, se describe el aspecto de información faltante que conlleva a esta situación:

Evidencia soporte insuficiente de las diferentes acciones ejecutadas que se reportan, estos requerimientos fueron informados al OR en reunión virtual del 31/10/2025, y socializados mediante envío del archivo AFINIA PGLP.ppt; adicionalmente, en reunión virtual del 6/11/2025 a solicitud de AFINIA por dificultades referidas por tamaño de información, se acordó que AFINIA suministraba muestra de por lo menos el 10% de acciones ejecutadas para que SSPD realizara validación por muestreo estadístico.

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

- Con respecto a este indicador lo reportado por el OR (89%) presenta el mismo inconveniente del indicador anterior. En consecuencia, no es posible determinar con certeza el resultado del indicador.

Indicador de resultado 4.1. Reducir el índice de pérdidas

Tomando como referencia el informe de Evaluación plan de reducción de pérdidas, realizado por la empresa XM, se verificó que para el año 2024, el índice de pérdidas totales - IPT, del mercado de comercialización a cargo de AFINIA, fue del 26,35%; valor superior al establecido en la senda de reducción de pérdidas, correspondiente al 21,76% para el 2024, según resoluciones CREG 167 de 2020 y 079 de 2021. Por lo anterior, a pesar de la gestión realizada por el OR, el resultado del indicador fue de - 4,59%, incumpliendo la meta establecida (≥ 0 %).

Indicador de resultado 4.2. Reducir el número de usuarios sin medidor en el mercado de comercialización

- 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 (6,55%). En consecuencia, no es posible determinar con certeza el resultado del indicador.

Acorde al comportamiento del mercado regulado, el resultado final del indicador realizado bajo la metodología establecida en el plan de pérdida arrojó un resultado de cumplimiento de 6.55% con respecto a una meta de 6.83%, con un 0.28% de desviación direccionado al cumplimiento. Pero no pudo ser verificado por falta de evidencia.

Por lo anterior, teniendo en cuenta que la SSPD requiere validar el reporte de avance, mediante muestreo estadístico con un nivel de confianza del 95% y un error del 5%, de acuerdo a la muestra establecida para este fin.

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 semestre 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, la DTGE llevó a cabo una reunión con el prestador del servicio el 2 de diciembre de 2025. En dicha reunión se solicitó la entrega del citado plan, junto con sus anexos y cronogramas. Al respecto, el prestador indicó que los cronogramas se presentan de manera anual, adjuntos al informe correspondiente al primer trimestre de cada vigencia.

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:

- Al igual que en la evaluación realizada para el tercer trimestre de 2024, se evidencia la voluntad 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 metas, así como de su correspondiente incorporación en cronogramas con metas parciales y finales, lo cual impide la evaluación objetiva del Plan de Gestión del Riesgo Eléctrico.

- Puntualmente, no se evidencia el análisis de la matriz de riesgo acordada en el PGLP, se evidencia un archivo en formato Excel que contiene el listado de las actividades del Plan de Gestión de riesgo, pero estas carecen del indicador que describe tanto cuantitativamente como cualitativamente el alcance de las actividades.
- En el archivo Excel denominado “5.1.1 Plan de Riesgo Eléctrico 2024” 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.

A modo de ejemplo que permite ilustrar lo anteriormente expuesto, en el ítem 1.1.3 se define como actividad el:

“Taller de formación en uso seguro de la energía, con tres enfoques:

- Instalaciones internas (público adulto)
- Distancias de seguridad (público adulto)
- Reconoce el peligro (público infantil)”.

No obstante, esta actividad no establece de manera expresa la cantidad total de talleres a ejecutar durante la vigencia, ni discrimina el número de actividades previstas por cada uno de los enfoques definidos. Adicionalmente, si bien el cronograma señala que su desarrollo será de carácter trimestral, asignándole un peso del 25 % por trimestre, no se fija una meta anual cuantificable que permita asociar dichos porcentajes a un número concreto de talleres, lo que impide verificar de forma objetiva el avance y la ejecución real de la actividad.

Para el cuarto trimestre se soporta el presunto cumplimiento del 100 % de la actividad mediante la presentación del archivo Excel denominado “Consolidado formación USE – Riesgo eléctrico 4to trimestre 2024”, en el cual se reportan las siguientes actividades de formación:

- Octubre: 100 actividades.
- Noviembre: 54 actividades.
- Diciembre: 34 actividades.

Sin embargo, no se evidencia una relación clara, directa y verificable entre las actividades reportadas y una meta previamente definida en el plan, situación que se presenta de manera reiterada, tal como ocurrió en el tercer trimestre. Esta ausencia de una línea base cuantificable impide validar el cumplimiento real de la actividad frente a lo efectivamente

planificado. En consecuencia, no es posible establecer la correspondencia entre el porcentaje de avance reportado y el número de actividades ejecutadas, ni realizar un cálculo técnico del indicador de cumplimiento conforme a los lineamientos establecidos en el PGLP.

- Como conclusión final, se determina que el plan no establece metas anuales ni trimestrales claramente definidas y cuantificables, ni asegura una correspondencia verificable 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, 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.

No obstante, 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%	26

1. Análisis del indicador parcial 5.1. Construir e implementar un plan de gestión de riesgo eléctrico – SUI

Se realiza consulta del formulario **TT5** del SUI con fecha de corte del 10 de octubre de 2025, donde se encuentran los siguientes datos:

- Total, de accidentes de origen eléctrico con afectación a personas 2024: **62**
- Total, de muertes de personas por accidentes de origen eléctrico 2024: **14**
- Total, de AOE imputables con afectación a personas 2024: **40**

2. Análisis del indicador parcial 5.1. Construir e implementar un plan de gestión de riesgo eléctrico – Información aportada por AFINIA Eventos SINAC

Se realiza consulta del documento **“5.2.1 INFORME_EVENTOS_SINAC_20250121_21En.xls_reporte SSPD2024”** aportado por AFINIA como soporte del informe del 4to trimestre de 2024, donde se reporta la siguiente información:

- Total, de accidentes de origen eléctrico con afectación a personas 2024: **62**
- Total, de muertes de personas por accidentes de origen eléctrico 2024: **11**
- Total, de AOE imputables con afectación a personas 2024: **24**

Se realiza consulta del informe con nombre **“5.2.1 Accidentes Origen electrico_2024”** donde se reporta la siguiente información:

- Total, de accidentes de origen eléctrico con afectación a personas 2024: 66
- Total, de muertes de personas por accidentes de origen eléctrico 2024: **No reporta**
- Total, de AOE imputables con afectación a personas 2024: **18**

Teniendo en cuenta que el total de accidentes de origen eléctrico con afectación a personas 2024 consultado en el formulario TT5 del SUI y el del archivo **“5.2.1 INFORME_EVENTOS_SINAC_20250121_21En.xls_reporte SSPD2024”** coinciden en 62 accidentes, pero que existe una diferencia de la información detallada en cada reporte, se procede a realizar análisis para cada uno de los dos reportes así:

3. Evaluación del indicador parcial 5.1. Construir e implementar un plan de gestión de riesgo eléctrico – SUI

Del análisis de la información cargada en el SUI por el prestador y definidos los parámetros para el cálculo del indicador de resultado 5.2.1 Disminuir del número de accidentes de origen eléctrico en el sistema eléctrico del operador, se procede a reemplazar y realizar el cálculo:

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

$$\% \text{ de disminución AOE} = \frac{28 - 40}{28} * 100$$

$$\% \text{ de disminución AOE} = -42,86\%$$

4. Evaluación del indicador parcial 5.1. Construir e implementar un plan de gestión de riesgo eléctrico – Información aportada por AFINIA Eventos SINAC

De la clasificación de accidentes no imputables del archivo “5.2.1 INFORME_EVENTOS_SINAC_20250121_21En.xls_reporte SSPD2024”, se extrae lo siguiente:

- Total, de AOE 2024 clasificados no imputables que se analizan imputables: **9**
 - 6 de los 9 accidentes involucran como afectados a niños, un total de 7 niños afectados.
 - 3 de los 9 accidentes describen arboles energizados o muy cercanos a redes eléctricas.
 - 2 de los 9 accidentes describen retenidas energizadas.
 - 1 de los 9 accidentes describe un ave carroñera electrocutada.
 - 1 de los 9 accidentes describe líneas caídas en el suelo.
 - 1 de los 9 accidentes describe un medidor sin tapa, partes energizadas accesibles.
 - 1 de los 9 accidentes describe acometida en mal estado.

Con base en lo anterior, se considera imperativo incluir los nueve (9) AOE que se reportan no imputables pero que se identifican como imputables, dentro de los 24 reportados por afina para un total de treinta y tres (33) AOE imputables con afectación a personas 2024.

Una vez definidos los parámetros para el cálculo del indicador de resultado 5.2.1 Disminuir del número de accidentes de origen eléctrico en el sistema eléctrico del operador, se procede a reemplazar y realizar el cálculo:

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

$$\% \text{ de disminución AOE} = \frac{28 - 33}{28} * 100$$

$$\% \text{ de disminución AOE} = -17,85\%$$

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”, se obtuvieron dos valores **-42,86% (SUI) y -17,85% (SINAC)**. Estos datos revelan un **incremento en el número de accidentes de origen eléctrico imputables al prestador**, en contravía de la meta de reducción establecida en el Programa de Gestión Acordado de Largo Plazo. Este resultado negativo indica no solo el incumplimiento de la senda de disminución prevista, sino también la ausencia de una mejora efectiva en la gestión del riesgo eléctrico, reflejando que las acciones implementadas no han sido suficientes para reducir la ocurrencia de este tipo de eventos.
- 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.
- El análisis comparativo de la información del SUI y de los informes presentados por AFINIA evidencia diferencias significativas en la clasificación de los accidentes imputables y no imputables. En particular, se identifican nueve (9) accidentes reportados como no imputables que, a partir de la descripción de las causas (árboles energizados, retenidas energizadas, líneas caídas, medidores sin tapa, acometidas en mal estado, entre otros), presentan elementos técnicos que permitirían atribuir responsabilidad al prestador.
- Para el año 2024 se identifican discrepancias en el número de accidentes y muertes reportadas entre el formulario TT5 del SUI y los diferentes informes entregados por la empresa. Aunque coinciden en el total de accidentes con afectación a personas (62), difieren en el número de muertes y en la cantidad de accidentes imputables, lo que evidencia debilidades en la consolidación y validación de la información reportada.
- Aunque AFINIA presenta información proveniente de su base de datos SINAC, el cálculo del indicador se realiza con los datos registrados en el SUI. Cabe destacar que, aunque el número de accidentes reportados en ambas bases coincide, se evidenciaron inconsistencias al efectuar la comparación entre ellas.
- Asumiendo una línea base de treinta y tres (33) accidentes imputables en 2020 y la senda de reducción del 5 % anual definida en la adenda, para el año 2024 el valor esperado sería de veintisiete (27) accidentes. No obstante, al reclasificar los accidentes inicialmente reportados como no imputables, el total de AOE imputables con afectación

a personas en 2024 asciende nuevamente a treinta y tres (33), lo que evidencia que no se logró la reducción esperada y que el indicador no presenta una tendencia de mejora.

- Del análisis detallado de los accidentes inicialmente clasificados como no imputables, se identificó que seis (6) de los nueve (9) eventos involucraron a menores de edad, con un total de siete (7) niños afectados, asociados principalmente a condiciones inseguras de la infraestructura eléctrica (árboles sin cercanos a redes, retenidas energizadas, líneas caídas, medidores sin tapa y acometidas en mal estado). Esta situación reviste una especial gravedad, dado que evidencia una exposición recurrente de población menor de edad a riesgos eléctricos previsible y controlables, lo cual refuerza la imputabilidad de estos eventos al prestador y pone de manifiesto deficiencias en las labores de mantenimiento, inspección y gestión preventiva del riesgo eléctrico en zonas de uso público y residencial.

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.

- Se evidencia que la documentación aportada por el operador no permite acreditar de manera suficiente y verificable el cumplimiento del indicador en el trimestre evaluado, toda vez que el archivo “7.1.2 Plan de trabajo RSE Afinia 2024.xlsx” corresponde a una matriz de seguimiento interno de hitos y no a un Plan anual o Plan de mejora formal, al carecer de cronograma con fechas definidas, periodicidad, responsables, entregables verificables y criterios de cierre claramente establecidos.
- Se determina que el operador no acredita el cumplimiento del indicador, dado que los soportes remitidos no permiten verificar de manera objetiva, trazable y verificable la ejecución de las acciones reportadas ni su correspondencia con el cálculo definido en la fórmula del indicador.

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

- El operador no cumple con el indicador de Aumento del Sentido de Pertenencia, toda vez que no presenta datos verificables de medición base (SPCt-1), valores comparativos del periodo evaluado (SPCt), ni cálculo del resultado definido en la fórmula del indicador. La documentación entregada (Plan de Bienestar 2024; Informe de Cambio y Cultura; informes GPTW y demás anexos), si bien evidencia despliegue de actividades y acciones dirigidas al bienestar, clima y liderazgo, no permite verificar cuantitativamente si el sentido de pertenencia aumentó, se mantuvo o disminuyó respecto de la medición anterior. En consecuencia, se configura un cumplimiento de ejecución, pero no de resultado, dado que faltan registro metodológico, valores numéricos comparables, aplicación formal de la fórmula y sustentación del impacto.

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

- Con base en el análisis técnico realizado, se concluye que el operador no cumple con el indicador “Mejora de la imagen ante los usuarios”, dado que la información remitida no permite verificar de manera objetiva, trazable y comparable el resultado exigido por el indicador conforme a la fórmula establecida. Si bien el prestador aporta evidencias que demuestran la ejecución de estudios de percepción, la socialización de resultados y la planeación de acciones orientadas a mejorar la imagen ante los usuarios, dichos soportes corresponden principalmente a insumos de gestión y proceso, y no acreditan el resultado medido requerido, consistente en la variación porcentual de la Calificación SPU entre el periodo evaluado (SPU_t) y el periodo inmediatamente anterior (SPU_{t-1}).
- No se identifica de manera expresa y verificable la métrica adoptada como Calificación SPU, ni se aporta una definición técnica que permita establecer su correspondencia con las mediciones reportadas (variable exacta, escala, método de consolidación y criterios de agregación). Adicionalmente, no se presentan valores consolidados y metodológicamente comparables de SPU_t y SPU_{t-1} , con corte temporal claramente definido, ni una memoria de cálculo que sustente la comparación interperiodo exigida por la fórmula del indicador. En consecuencia, la información remitida no permite sustentar ni verificar de forma objetiva y trazable el cálculo del indicador para el periodo evaluado.

Objetivo 8. Reducir los usuarios de áreas especiales, especialmente de los barrios subnormales (BSN) y las Zonas de Dificil 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 2024 con el desarrollo de nuevas estrategias para mejorar e impulsar los niveles de recaudo, disminución de las pérdidas de energía y reducción de cartera. Sin embargo, no se encontraron las evidencias para estadísticamente inferir una aprobación del valor dado como indicador logrado. El indicador calculado por AFINIA alcanza un resultado de 112,1% que no pudo ser verificado por falta de evidencias con alcance estadístico para aceptar el lote.

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

Durante el año 2024 no hubo avance en el programa de normalización de clientes en barrios subnormales, acorde al reporte de AFINIA, en lo transcurrido de 2024, solo se logró normalizar a

19 clientes de los 16.000 clientes previstos como meta (un resultado de 0,118%); situación similar a lo presentado en los años 2022 y 2023; es decir, en 3 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. En este sentido, la SSPD, recomienda, que, a partir, de las lecciones aprendidas de los años 2022 a 2024 se realice el análisis de causa raíz y se reorienten las estrategias a implementar, en los ámbitos técnico, legal, social y colaborativo con entidades territoriales y del estado, que permitan el desarrollo adecuado del programa de normalización.

AFINIA no aportó evidencia de ejecución de acciones desarrolladas para el cumplimiento de este indicador, por lo cual, no fue posible validar el avance reportado, correspondiente al 0,118%.

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 71% que indica que, pese a que hubo una mejora en el indicador versus el año 2023, no se alcanzó la meta de 87,8%.

5 RECOMENDACIONES

Generales

- Se recomienda al OR AFINIA, aumentar los montos de inversión en el SDL para el año 2025, 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

- En este sentido, resulta necesario fortalecer la planeación y estructuración del plan de gestión del riesgo o entregar el plan completo como se requirió en las reuniones, de manera que las actividades ejecutadas se encuentren debidamente alineadas con metas cuantificables, cronogramas definidos e indicadores medibles, que permitan realizar un seguimiento efectivo, transparente y verificable.
- Se requiere fortalecer la estructuración del Plan de Gestión del Riesgo conforme a los lineamientos del PGLP. Se recomienda formular y/o ajustar un plan de gestión del riesgo 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.
- Se recomienda revisar y ajustar la definición del indicador de resultado 5.2.1, garantizando que la línea base y el universo de análisis incluyan la totalidad de los accidentes de origen eléctrico imputables al prestador, independientemente del tipo de afectación (personas, fauna o infraestructura de terceros), o, en su defecto, que se establezca una justificación técnica y normativa debidamente documentada. Esta revisión es necesaria para asegurar la representatividad, consistencia y validez del indicador frente al objetivo de reducción del riesgo eléctrico.
- Se recomienda definir, documentar y aplicar de manera uniforme en los informes los criterios técnicos claros para la clasificación de los accidentes imputables y no imputables, alineados con la normativa vigente y con el PGLP. Asimismo, se debe fortalecer la calidad, trazabilidad y consistencia de la información reportada en el SUI y en los informes trimestrales y anuales, evitando discrepancias en el número de accidentes, víctimas y causas, y asegurando la correspondencia entre las diferentes fuentes de información.
- Se recomienda implementar medidas preventivas focalizadas en áreas con alta exposición de menores de edad, tales como entornos escolares, zonas residenciales y espacios públicos, priorizando la intervención sobre condiciones de riesgo recurrentes identificadas (árboles energizados, retenidas y acometidas en mal estado, líneas caídas y medidores con partes energizadas accesibles). Estas acciones deben incluir mantenimiento oportuno, inspecciones periódicas, eliminación de riesgos eléctricos visibles y campañas de sensibilización dirigidas a la comunidad.
- Se recomienda establecer un esquema interno de seguimiento periódico que permita evaluar de manera objetiva el cumplimiento de la senda de reducción definida en el PGLP, incorporando metas intermedias, indicadores verificables y análisis comparativos anuales. Adicionalmente, se sugiere documentar de forma explícita las desviaciones frente a la meta, identificar las causas del resultado negativo del indicador y definir acciones

correctivas concretas orientadas a revertir la tendencia de incremento de la accidentalidad de origen eléctrico.

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.

- Se recomienda al operador estructurar y presentar un Plan anual o Plan de mejora formal que defina de manera integral las acciones asociadas al indicador, incluyendo responsables, cronograma con fechas y periodicidad, entregables verificables y criterios claros de cierre, así como una matriz de seguimiento que garantice trazabilidad completa (acción–entregable–soporte–fecha–validación), de forma que sea posible verificar de manera objetiva el porcentaje de ejecución programado y ejecutado en cada trimestre y sustentar adecuadamente el cálculo del indicador.

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

- Se recomienda al operador estructurar y documentar de manera integral la medición del indicador de resultado “Aumento del sentido de pertenencia de los colaboradores”, definiendo de forma explícita su alcance, variables, fórmula de cálculo, escala de medición y unidad de medida, así como estableciendo y soportando la línea base correspondiente al año 2021. Asimismo, deberá realizar y reportar la medición anual (SPC_t) indicando claramente el periodo evaluado, la población consultada, el instrumento aplicado, el margen de error y los criterios de validación, garantizando la comparabilidad interanual para calcular la variación frente al año anterior y verificar el cumplimiento de la meta de mejora. Adicionalmente, se recomienda articular los resultados obtenidos con las acciones implementadas en materia de bienestar y cultura organizacional, presentando un análisis que evidencie su incidencia en el comportamiento del indicador “Aumento del sentido de pertenencia de los colaboradores”, y remitiendo los respectivos soportes documentales verificables que permitan una evaluación objetiva, trazable y debidamente sustentada.

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

- Se recomienda al operador estructurar y documentar de manera integral la medición del indicador de resultado “Mejora de la imagen ante los usuarios”, definiendo de forma explícita la Calificación SPU como variable del indicador, su alcance, variables asociadas, fórmula de cálculo, escala de medición y criterios de consolidación. Asimismo, deberá establecer y soportar la línea base correspondiente al año definido en el PGLP y realizar la medición periódica del indicador (SPU_t), indicando de manera clara el periodo evaluado, el tipo de encuesta aplicada (A o B), la población consultada, el instrumento utilizado, el margen de error y los criterios de validación, garantizando la comparabilidad metodológica entre periodos consecutivos (SPU_t vs. SPU_{t-1}) para verificar la variación exigida por la fórmula y el cumplimiento de la meta de mejora.

- Se recomienda consolidar y remitir de manera sistemática los soportes técnicos y documentales que sustenten la medición del indicador, incluyendo el instrumento de encuesta aplicado, la ficha técnica/metodológica, los criterios de selección de la muestra, las evidencias de aplicación, los resultados consolidados por periodo y el análisis comparativo interperiodo. Igualmente, se sugiere articular los resultados obtenidos con las acciones implementadas para el mejoramiento de la imagen ante los usuarios, presentando un análisis que evidencie su relación con el comportamiento de la Calificación SPU y aportando los soportes verificables que permitan a la SSPD realizar una evaluación objetiva, trazable y debidamente sustentada del indicador.

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: Ana Cristina Charry Rojas – Profesional Especializado, Dirección Técnica de Gestión de Energía

Proyectó: Camila Andrea Parada Sánchez – Profesional Especializado, Dirección Técnica de Gestión de Energía

Proyectó: Leidy Jhoana Velandia Quintero – Profesional Especializado, Dirección Técnica de Gestión de Energía

Proyectó: Mateo Sebastián Díaz Vargas – Contratista, Dirección Técnica de Gestión de Energía

Proyectó: Noel Andrés Cardozo Tavera – 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 – Director Técnico de Gestión de Energía (E), Dirección Técnica de Gestión de Energía