INGENIERIA Y SOLUCIONES ESPECIALIZADAS S.A.S.
NIT: 900,413,588-6
CARRERA 57 No. 72 - 25 PISO 12
BARRANQUILLA - COLOMBIA
6053603213
facturacion@ises.com.co
Actividad Económica 7112 Tarifa 10.00

20246000010802
Rad: 20246000010802
Fecha: 04-JUL-2024 03:36
Asunto: INGENIERIA Y SOLUCIONES ESPECIALIZA
Usua: ASANCHEZG Dest: Dep 600 No.Folios: 1
Rem: INGENIERIA Y SOLUCIO

Cliente	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.		
NIT	818,001,629-4	**Teléfono**	6726172
Dirección	CR 7 24 76	**Vendedor**	ISES
Ciudad	QUIBDO - COLOMBIA		
Correo	dispac@dispac.com.co		

FACTURA ELECTRÓNICA DE VENTA
FE9084

Fecha y Hora de Factura

Generación	2024-07-04 15:04:04
Expedición	2024-07-04 15:03:58
Vencimiento	2024-08-03

Ítem	Código	Descripción	Proyecto	Unid	Cant	V.Unit	IVA	%	Vr. Total
1	81101701	Servicios profesionales para la formulación del plan integral de reducción de pérdidas de energía de DISPAC S.A. E.S.P. Contrato: DG-032-2024	DIS24100-100	UN	1.00	219,300,000.00	41,667,000.00	19.00	219,300,000.00

Total Items 1

Total Bruto		219,300,000.00
Retefuente		13,158,000.00
IVA Tarifa	19%	41,667,000.00
Retenc. IVA		6,250,050.00
Retenc. ICA		2,193,000.00
Total a Pagar		**$ 260,967,000.00**

CONDICION DE PAGO
Crédito Transferencia Bancaria a Crédito Vence el 2024-08-03 260,967,000.00

VALOR EN LETRAS
DOSCIENTOS SESENTA MILLONES NOVECIENTOS SESENTA Y SIETE MIL PESOS M/CTE

OBSERVACIONES
INGRESOS PERCIBIDOS 100% BOGOTÀ/D C PEND CRUCE ANTIC $65.790.000 10/03/2024 SALDO PEND CARTERA $153.510.000

ORDEN DE COMPRA
Prefijo Número

ORDEN DE ENTREGA
Prefijo Número

Firma Elaborado por: **Firma Recibido**

A partir de 1 de enero de 2021 no somos grandes contribuyentes.

A esta factura de venta aplican las normas relativas a la letra de cambio (artículo 5 Ley 1231 de 2008). Con esta el Comprador declara haber recibido real y materialmente las mercancías o prestación de servicios descritos en este título - Valor.
Resolución y/o Autorización de facturación No. 18764073248129 aprobado en 2024-06-18 hasta el 2026-06-18 prefijo FE desde el número 9001 al 15000

CUFE: eaccdf85da2eb73f7bde3a4fd23dd0f3cb7ae746b1546999dbd87de5694df5e9c5925f6eb0ec10dc974938d6a3241c8b
Representación Gráfica del documento electrónico según Resolución DIAN 0165 del 01 de noviembre del 2023.

ORIGINAL

eFactura cadena. NIT: 890.930.534-0 Software Unit4 ERP - GCON4 - NIT 900.932.154-1

Bogotá, julio 2 de 2024.

Señores:
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO – DISPAC S. A. E.S.P
Ciudad.

Cordial saludo:

En mi calidad de SUPERVISOR del contrato DG-032-2024 cuyo objeto es "Prestar los servicios profesionales para la formulación del plan integral de reducción de pérdidas de energía de DISPAC S.A. E.S.P." y suscrito con INGENIERIA Y SOLUCIONES ESPECIALIZADAS S.A.S. (ISES S.A.S.), me permito certificar que el desarrollo del cronograma ha venido siendo atendido de conformidad. Por lo tanto, emito VISTO BUENO, para el trámite correspondiente al pago pactado en la cláusula cuarta del contrato.

Agradezco su atención,

Juan Manuel Mendoza Hamburger
Supervisor contrato DG-032-2024

Plan Integral de Reducción de Pérdidas de Energía para DISPAC S.A. E.S.P.



Mayo de 2024

Barranquilla, 31 de mayo de 2024

Señores:

JUAN MENDOZA HAMBURGER

Supervisor Contrato DISPAC S.A. E.S.P.

Bogotá, Colombia

Asunto: Presentación del informe final del "Plan Integral de Reducción de Pérdidas de Energía para DISPAC S.A E.S.P."

Estimado ingeniero,

Enviamos a usted un afectuoso saludo,

Formalizamos ante usted la entrega del informe final del "Plan Integral de Reducción de Pérdidas de Energía para DISPAC S.A E.S.P."

Estamos atentos a su retroalimentación con el fin de afianzar los conceptos descritos en este documento.

Agradecemos de antemano la confianza que nos brindan y esperamos poder servirles.

Harry W. Ramos
C.C 73.144.071

Cordialmente,

HARRY WILLIAM RAMOS MARRUGO
INGENIERÍA Y SOLUCIONES ESPECIALIZADAS S.A.S
Gerente del Proyecto
(5) 3603213 – hramos@ises.com.co
www.ises.com.co

Contenido

1. INTRODUCCIÓN 7
2. OBJETIVO 9
3. INFORME EJECUTIVO 10
3.1. CONTEXTO DEL MERCADO Y EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS 10
3.2. DIAGNÓSTICO AL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS 11
3.2.1. Caracterización del Sistema de Distribución y Comercialización 11
3.2.2. Análisis del Mercado 12
3.2.3. Perfil del Parque de Medida 12
3.2.4. Balances de Energía 13
3.2.5. Análisis de las Causas de las Pérdidas 14
3.2.6. Plan de Pérdidas con que Opera la Organización 14
3.2.7. Revisión de los Modelos de Evaluación del Plan o Líneas de Acción 14
3.2.8. Modelos de Contratación para la Gestión de Pérdidas 14
3.2.9. Sistemas de Información para la Gestión de Pérdidas 15
3.2.10. Revisión de la Ejecución del Plan de Pérdidas 15
3.2.11. Cumplimiento y Análisis de Oportunidades Regulatorias 16
3.3. ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS 17
3.3.1. Generalidades 17
3.3.2. Introducción 18
3.3.3. Metodología 18
3.3.4. Resultados Pérdidas Técnicas 18
3.4. ESTUDIO DE PÉRDIDAS ADMINISTRATIVAS 19
3.4.1. Generalidades 19
3.5. PLAN INTEGRAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS 21
3.5.1. Metodología 21
3.5.2. Estrategia del Plan Integral de Pérdidas 22
3.5.3. Líneas de Actuación 23
3.5.4. Estructura Organizativa 26
3.5.5. Victorias Tempranas 26
3.5.6. Riesgos del Plan 27

4. CONTEXTO DEL MERCADO Y EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS 28
4.1. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO 28
4.2. EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS 30
5. DIAGNÓSTICO AL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS 32
5.1. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN 32
5.1.1. Principales magnitudes 32
5.1.2. Contexto socio económico del mercado atendido 33
5.1.3. Descripción del sistema eléctrico de DISPAC 34
5.2. ANÁLISIS DEL MERCADO 35
5.3. PERFIL DEL PARQUE DE MEDIDA 38
5.4. BALANCES DE ENERGÍA 41
5.4.1. Balances de energía por circuito 41
5.4.2. Balances de energía por transformador de distribución 42
5.5. ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE LAS PÉRDIDAS 43
5.6. PLAN DE PÉRDIDAS CON QUE OPERA LA ORGANIZACIÓN 44
5.7. REVISIÓN DE LOS MODELOS DE EVALUACIÓN DEL PLAN O LÍNEAS DE ACCIÓN 45
5.8. MODELOS DE CONTRATACIÓN PARA LA GESTIÓN DE PÉRDIDAS 46
5.9. SISTEMAS DE INFORMACIÓN CON QUE SE GESTIONAN LAS PÉRDIDAS 48
5.10. REVISIÓN DE LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE PÉRDIDAS 48
5.10.1. Diagnóstico de la Gestión de Campo 48
5.10.2. Aporte de Áreas del Negocio que no Gestionan Pérdidas 50
5.10.3. Supervisión de Campo y el Cumplimiento de los Contratos de Gestión de Pérdidas 50
5.10.4. EETT o Normas Técnicas de Medida 51
5.10.5. Procedimiento de Lectura y Facturación 51
5.11. CUMPLIMIENTO Y ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES REGULATORIAS 52
5.11.1. Procedimiento de Recuperación de Consumos 52
5.11.2. Procedimiento de Reportes de Fronteras 52
5.11.3. Procedimiento de Facturación de Zonas Especiales de Prestación del Servicio 53
5.11.4. Balance de Pérdidas Metodología CREG Vs el Balance Propio del OR 53
5.11.5. Oportunidades de Presentar Plan de Pérdidas para Remuneración Vía Cargo CPROG para Vigencias Tarifarias 55
5.11.6. Cómo está la organización en cuanto a los Requisitos del Código de Medida 56
6. ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS 57

6.1. GENERALIDADES 57
6.2. INTRODUCCIÓN 58
6.3. METODOLOGÍA 59
6.3.1. Herramientas utilizadas 60
6.3.2. Etapa 1 - Levantamiento de información 62
6.3.3. Etapa 2 - Ingreso a Base de Datos (BD) de DigSilent 64
6.3.4. Etapa 3 - Simulación 67
6.3.5. Etapa 4 - Toma de resultados 69
6.3.6. Etapa 5 - Análisis de resultados 69
6.3.6.1. Alta Tensión 70
6.3.6.2. Media Tensión 73
6.3.6.3. Baja Tensión 75
6.3.6.3.1. Recolección de Datos de Transformadores de Distribución MT/BT 75
6.3.6.3.2. Determinación de la Carga de los Transformadores 76
6.3.6.3.3. Obtención de Datos de Pérdidas en el Cobre 76
6.3.6.3.4. Cálculo de Pérdidas Diarias en kWh 76
6.3.6.3.5. Cálculo de Pérdidas Anuales en kWh: 76
6.3.6.3.6. Suma de las Pérdidas Anuales de Todos los Transformadores: 77
6.4. RESULTADOS PÉRDIDAS TÉCNICAS 77
6.4.1. Alta Tensión 77
6.4.1.1. Transformadores AT/MT 77
6.4.1.2. Líneas Alta Tensión 78
6.4.1.3. Pérdidas totales AT 78
6.4.2. Media Tensión 79
6.4.3. Baja Tensión Transformadores MT-BT 80
6.5. REFERENCIAS 81
6.6. ANEXO 82
7. ESTUDIO DE PÉRDIDAS ADMINISTRATIVAS 83
7.1. GENERALIDADES 83
7.1.1. Fallos en los sistemas de medición 83
7.1.2. Fallos en los sistemas de facturación 84
7.1.3. Otros que generan las pérdidas administrativas 85
7.1.3.1. Errores de Datos y Gestión de Información 85

7.1.3.2. Estimaciones de consumo 88
7.1.3.3. Consumos Cero 92
7.1.3.4. Alumbrado público 93
7.1.3.5. Cable operadores 94
8. PLAN INTEGRAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS 95
8.1. METODOLOGÍA 95
8.2. ESTRATEGIA DEL PLAN INTEGRAL DE PÉRDIDAS 96
8.2.1. Visión tecnológica de la estrategia 96
8.2.2. Visión global de la estrategia 97
8.3. LÍNEAS DE ACTUACIÓN 100
8.3.1. Adecuaciones Menores 100
8.3.2. Blindaje de Subnormales 101
8.3.3. Sistema de Medición Centralizada 101
8.3.4. Campañas masivas en consumidores regulados 102
8.3.4.1. Normalización de usuarios focalizados 103
8.3.4.2. Normalización de usuarios por denuncias 103
8.3.4.3. Normalización de usuarios con Sistema de Medición Centralizada 103
8.3.4.4. Normalización de usuarios estimados 104
8.3.4.5. Normalización de usuarios consumo cero 104
8.3.4.6. Anomalías de lectura 104
8.3.5. Macromediciones 104
8.3.5.1. En transformadores de distribución 104
8.3.5.2. En arranques de Línea y de Nivel de tensión 105
8.3.6. Instalación de medidores a usuarios sin medición 106
8.3.7. Revisión y normalización por Barrido en red de Media Tensión (BMT) 107
8.3.8. Vínculo cliente transformador 108
8.3.9. Censos de alumbrado público y Cable operadores 108
8.3.10. Gestión social para el Plan Integral de Pérdidas 108
8.3.10.1. Política gestión social 108
8.3.10.2. Objetivos de la Gestión Social 109
8.3.10.3. Importancia de la Gestión Social 109
8.3.10.4. Líneas de acción de la Gestión social 110
8.3.11. Herramientas informáticas y gestión inteligente de la información 114

8.3.12. Herramienta Informática de Planificación y Gestión de Energía 114
8.3.13. Solución para el Sistema de Medición Centralizada 116
8.4. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA- ORGANIZACIÓN PARA LA GESTIÓN DE LAS PÉRDIDAS 117
8.5. VICTORIAS TEMPRANAS 118
8.5.1. Cambio modo de estimación 118
8.6. PRESUPUESTO 120
8.7. RESULTADOS 120
8.8. RIESGOS DEL PLAN 121
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 123
9.1. DIAGNOSTICO 123
9.1.1. Contexto Socioeconómico del Mercado Atendido 123
9.1.2. Perfil del Parque de Medida 123
9.1.3. Balances de Energía por Transformador de Distribución 124
9.1.4. Diagnóstico de la gestión en campo 125
9.1.5. Facturación de Zonas Especiales de Prestación del Servicio 125
9.1.6. Balance de Pérdidas Calculado por ASIC vs. el Balance Propio del OR 126
9.2. PÉRDIDAS TÉCNICAS 126
9.3. PERDIDAS ADMINISTRATIVAS 127
9.3.1. Estimaciones de Consumo 127
9.3.2. Consumos Cero 128
9.3.3. Mejoras Tecnológicas 128
9.4. PLAN DE PÉRDIDAS 129
10. ANEXOS 131
10.1. PLAN DE PÉRDIDAS 131
10.2. PÉRDIDAS TECNICAS 131

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento describe el "PLAN INTEGRAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA PARA DISPAC", que tiene como finalidad que se constituye como un elemento clave para la gestión adecuada de las pérdidas de energía dada su importancia en la sostenibilidad empresarial, debido al impacto que estas pérdidas tienen en las finanzas de la empresa distribuidora de energía y en el costo final del servicio que se traslada a los usuarios.

Este Plan tiene como objetivo principal establecer las líneas de acción para abordar la reducción de las pérdidas en el ámbito administrativo, técnico y operativo, definiendo las estrategias, recursos y actividades en un horizonte de tiempo consecuente con el plan de pérdidas aprobado por el ente regulador. Esto implica también la optimización de los procesos a través de la incorporación de buenas prácticas operativas, la adopción de modelos de gestión de referencia en el sector y la integración de tecnologías adecuadas al negocio eléctrico, que permitan monitorear en tiempo real los balances de energía y comportamientos atípicos de consumidores.

Para la estructuración del plan se realizó un diagnóstico al programa de reducción y control de pérdidas, y a partir de éste se desarrolló un nuevo abordaje para su gestión mediante la formulación de un nuevo programa de reducción de pérdidas, armonizado con las actividades recurrentes del negocio, los planes de inversión regulatorios, los planes de despliegue AMI y acciones que como Operador de Red (OR) se estén adelantando en torno al control y reducción de pérdidas.

En cuanto a Pérdidas Técnicas, se desarrolló el estudio, aplicando modelos matemáticos y estadísticos en concordancia con los lineamientos establecidos en la resolución CREG 015 de 2018. Los cálculos se realizaron utilizando una metodología adaptada a la información técnica y a la base de datos de la red eléctrica de DISPAC, permitiendo obtener, de forma muy precisa, las pérdidas técnicas en volumen de energía.

Con relación a las Pérdidas Administrativas se abordó el estudio de estas mediante un enfoque sistemático que comienza con la identificación de las distintas categorías, tales como errores en la facturación, imprecisiones en la medición y otros fallos de gestión. La comprensión de estas categorías permitió determinar el alcance total del impacto de las pérdidas y sus efectos en la estructura de costos y en las tarifas al consumidor.

El análisis recopiló y sintetizó la información relevante para evaluar estos aspectos. Esto incluyó datos de consumo, registros de facturación, históricos de medición y otros indicadores clave. Con esta información, se realizó una evaluación general de los procesos administrativos actuales.

Finalmente, se desarrolló el Plan de Reducción de Pérdidas mediante un proceso metodológico que se seguirá para determinar sus líneas de acción. El punto de partida es el resultado del Diagnóstico que muestra la evolución y situación actual de las pérdidas de energía, la comprensión y el funcionamiento del mercado, y los factores que afectan la problemática de crecimiento de las pérdidas. Posteriormente, se plantea la Identificación de las pérdidas de energía, localizándolas por su tipología, nivel de tensión, por componentes de la infraestructura, zonas geográficas y las denominadas áreas de media tensión (conjunto de circuitos), partiendo de la información de los balances energéticos. Posteriormente se desarrollará la segmentación agrupando los usuarios de acuerdo con el tipo de medición y por su capacidad instalada en dos categorías, grandes consumidores y consumidores regulares y medios, lo cual permite diseñar estrategias técnicas y operativas adecuadas para cada segmento, así como gestionar eficientemente los recursos para el desarrollo del Plan.

La formulación del plan de pérdidas incorporó los resultados del estudio de pérdidas técnicas y administrativas, con el ánimo de desagregar las pérdidas en técnicas y no técnicas. De esta manera se construyó un portafolio de actuaciones de reducción de pérdidas de manera integral.

La estrategia de reducción de pérdidas se orientó al control energético y mejora de la red, la normalización de instalaciones de red y la medida. Para realizar todas estas intervenciones, se incluirá un plan de trabajo social que se adelantará con todas las comunidades con las cuales se tenga contacto, dirigido a mantener el control de las variables de tipo socioeconómico y cultural, para minimizar el impacto de la normalización de la red, la medida y otras acciones tendientes a eliminar o minimizar la creación de conflicto, que podrían afectar la consecución de los objetivos plasmados en el Plan de pérdidas. Este Plan Integral de Reducción de Pérdidas de Energía guarda conformidad con lo previsto en el numeral 7.3 – Gestión de Pérdidas, de la Resolución CREG 015 de 2018, y contiene (a) resumen ejecutivo del Plan; (b) diagnóstico del fenómeno de pérdidas de energía no técnicas y administrativas en DISPAC; (c) el Plan propuesto, incluyendo metodología, estrategia, líneas de actuación y metas; (d) costos del plan, incluyendo las bases de cálculo y los valores de inversión.

OBJETIVO

Desarrollar el Plan Integral de Reducción de Pérdidas de Energía para Dispac, con la finalidad de optimizar la eficiencia operativa y económica, que asegure su reducción y su control, así como la prestación de un servicio sostenible y de calidad.

3. INFORME EJECUTIVO



3.1. CONTEXTO DEL MERCADO Y EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS

- **Descripción del mercado**

DISPAC atiende a 106,567 usuarios en 17 municipios del Chocó, principalmente residenciales (94%) y urbanos (83%). La mayor concentración de usuarios está en Quibdó (55%), Istmina (13%), Tadó (6%) y Condoto (4%).

El contexto socioeconómico es desafiante, con la tasa de desempleo más alta de Colombia y un alto índice de pobreza. Los municipios tienen una mezcla de áreas urbanas y rurales, con estrato 1 representando el 87% de los usuarios residenciales.

DISPAC enfrenta complejidades por altos niveles de pobreza, informalidad e inseguridad, exacerbadas por la delincuencia y factores climáticos, lo que dificulta la gestión de pérdidas de energía.

- **Evolución de las pérdidas**

La gestión de las pérdidas de energía en el sistema de DISPAC es compleja debido a factores como la delincuencia, la pobreza, la informalidad, la subnormalidad, la inseguridad y las condiciones climáticas adversas. Al cierre de 2023, las pérdidas totales de energía fueron de 57,412,026 KWh, representando un índice de pérdidas totales (IPTj) del 21.42%. Esto supone un incremento del 1.9% en comparación con 2022. La siguiente ilustración muestra la evolución de las pérdidas totales en volumen de energía.

3.2. DIAGNÓSTICO AL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS

3.2.1. Caracterización del Sistema de Distribución y Comercialización

- **Principales Magnitudes**

DISPAC distribuye energía en el departamento del Chocó, cubriendo 46,530 km². Chocó, con capital en Quibdó, se encuentra en el noroeste de Colombia y es la única región del país con costas en ambos océanos, Pacífico y Atlántico. Con una población de 557,654 habitantes (1.07% del país), Chocó es extremadamente lluvioso, con precipitaciones anuales de hasta 7,000 mm y alta humedad relativa (85%-95%). Las temperaturas son constantes entre 25°C y 30°C. Estas condiciones climáticas y geográficas influyen en la distribución y comercialización de energía en la región. La tabla presenta las principales magnitudes de DISPAC correspondientes al año 2023:

Magnitud	Unidad	Cantidad
Cantidad de usuarios	Un	106.530
Municipios	Un	17
km^2 de territorio	km^2	46.530
Subestaciones operativas	Un	3
km de red MT	Km	1.274
Circuitos de MT	Un	14
Transformadores Distribución (total)	Un	2.453
Pérdidas Totales	%	21.60%
% de Cobro	%	90%
Entradas de energía	MWh/año	356.205
Ventas de energía	MWh/año	298.793
% Demanda total STN	%	0.36%

- **Contexto Socioeconómico del Mercado Atendido**

Chocó aporta solo el 0.3% al PIB de Colombia y enfrenta alta pobreza. Principales sectores: minería, agricultura, pesca, silvicultura y turismo. Los problemas identificados son infraestructura deficiente, baja calidad educativa, inseguridad, informalidad económica. Más del 60% vive en pobreza monetaria.

- **Descripción del sistema eléctrico de DISPAC**

DISPAC presta el servicio de energía eléctrica a sus usuarios, con la siguiente infraestructura eléctrica:

Magnitud	Unidad	Cantidad
Circuitos 13,2 kV (Nivel 2)	Un	14
Red a 13,2 kV (Nivel 2)	km	1274,49
Red a 115 kV (Nivel 4)	km	325
Líneas AT	Un	6
Líneas AT	km	316,81
Subestaciones 115 kV	Un	4

DISPAC atiende al 80% del Chocó, con 106,530 usuarios. La infraestructura incluye 1,274 km de redes, 14 circuitos de media tensión, 7 transformadores de potencia y 2,453 de distribución. Dos subestaciones conectadas al STR en 115 kV manejan una demanda máxima de 30 MW. La demanda creció un 2.2% anual en los últimos 2 años.

3.2.2. Análisis del Mercado

DISPAC atiende a un mercado complejo en el Chocó, con una alta pobreza e informalidad. Los municipios más urbanos son Quibdó (95%), Cértegui (93%) e Istmina (92%), mientras que los más rurales son Alto Baudó (100%) y Medio Baudó (81%).

DISPAC atiende a 26.6% de usuarios en Zonas Especiales (ZE), que incluyen áreas rurales subdesarrolladas y de difícil gestión. Un 67.4% de los usuarios están en estratos 1-3 y solo el 5.9% son comerciales e industriales. El 99.5% de los usuarios están en el nivel de tensión 1, representando el 82% de la energía distribuida. Las condiciones socioeconómicas y climáticas contribuyen a las altas pérdidas de energía.

3.2.3. Perfil del Parque de Medida

El parque de medidores de DISPAC está compuesto en un 82% por medidores convencionales y un 12% por medidores de medida centralizada (12,762 clientes). Además, 5,922 clientes están registrados como directos sin medidor, facturando de forma estimada.

Desde 2016, DISPAC ha migrado de medida convencional a centralizada para controlar manipulaciones en sectores con alto consumo, especialmente en Quibdó. Sin embargo, solo el

25% de estos medidores se gestionan remotamente debido a fallas en los sistemas de comunicación y falta de soporte técnico. Esto resulta en que el 39% de los clientes sean estimados.

La implementación de medida centralizada enfrenta desafíos, como manipulaciones y falta de protección de medidores. La migración debe ser completa por transformador y usar una única tecnología de medida para mejorar el control. Además, no se pudo validar la antigüedad de muchos medidores. Se recomienda modernizar el parque de medidores con tecnologías fiables y mejorar la infraestructura de comunicaciones para una gestión más efectiva y eficiente de la energía.

3.2.4. Balances de Energía

- **Balances de Energía por Circuito**

Se calculan los balances de energía para 14 circuitos de media tensión de 3 subestaciones entre enero y noviembre de 2023. En Istmina, dos circuitos tienen inconsistencias con entradas menores a salidas. En Cértegui y Quibdó, los balances son coherentes.

Los circuitos CERTEGUI I y CTO MEDRANO II tienen pérdidas superiores al 30%. Los circuitos CERTEGUI I, CTO CENTRO, CTO MARGARITA y CTO MEDRANO I concentran el 50% de la energía consumida por el 40% de los clientes. CTO CENTRO, con alta concentración comercial, representa el 15% de la energía total y el 7% de los clientes, siendo prioritario para acciones de control.

- **Balances de Energía por Transformador de Distribución**

Hasta noviembre de 2023, DISPAC tiene 2,430 transformadores de distribución, con un 42% equipados con macromedida, principalmente en Quibdó. Sin embargo, por inconsistencias en los vínculos de instalación, los balances de macromedidores no se utilizan. Se trabaja en normalizar estos equipos en el Circuito Centro de Quibdó.

Información fiable de macromedidas es crucial para dirigir el plan de reducción de pérdidas no técnicas y focalizar acciones en áreas con mayores pérdidas.

3.2.5. Análisis de las Causas de las Pérdidas

Hasta marzo de 2024, el plan de pérdidas se ha enfocado en revisar los suministros en la zona centro de Quibdó, especialmente comercial y con un 15.6% de pérdidas, mediante un barrido transformador por transformador. La mayoría de los clientes usan medida centralizada en cajas concentradoras. Se verifica la conexión (amarre) de cada cliente y se inspeccionan los consumos irregulares.

La campaña ha registrado un 16% de efectividad, con unas 10 acciones diarias. Es necesario mejorar el direccionamiento para aumentar la efectividad. El último estudio de pérdidas técnicas fue en 2015, según una auditoría de 2021.

3.2.6. Plan de Pérdidas con que Opera la Organización

DISPAC ejecuta el Plan de Pérdidas aprobado por la resolución 197 de 2020, remunerado según la Resolución CREG 015 de 2018, con un costo anual de $1,350,754,455 (diciembre de 2017). La Resolución CREG 223 de 2020 ratificó este plan. En 2022, la Resolución 501 046 modificó la senda del plan a partir del año t4, reduciendo el costo anual a $832,873,331 (diciembre de 2017) para los periodos restantes.

3.2.7. Revisión de los Modelos de Evaluación del Plan o Líneas de Acción

Entre enero de 2022 y diciembre de 2023, se realizaron 24,780 visitas en 11 campañas de recuperación de energía en el territorio de DISPAC, con una efectividad del 20.3% (5,024 visitas con irregularidades). El 45% de las visitas se centraron en la depuración de la venta base, con efectividades bajas (1.9% y 12.6%).

Las campañas con mayor efectividad fueron aquellas dirigidas a nuevos suministros ilegales, con efectividades del 74% y 67.3%. Las campañas basadas en análisis de datos presentaron menor efectividad, lo que sugiere debilidades en la calidad de la información y en los procedimientos operativos y herramientas utilizadas por las brigadas.

3.2.8. Modelos de Contratación para la Gestión de Pérdidas

DISPAC y el Consorcio Multienergetico de la Costa (el Gestor) gestionan el Plan de Pérdidas sin contratos adicionales. El contrato incluye administración, operación y mantenimiento de activos, distribución y comercialización de energía, reposición y rehabilitación de infraestructura, y ejecución de proyectos de inversión.

El Gestor maneja actividades operativas para controlar y reducir pérdidas de energía, pero no se observa un componente de gestión social en su estructura organizacional, aunque existen recursos destinados para ello.

El contrato menciona el uso de modelos estocásticos para revisar consumos de energía y mantener indicadores de pérdidas, pero no se utilizan tecnologías informáticas para análisis de datos en la selección de estos universos.

3.2.9. Sistemas de Información para la Gestión de Pérdidas

DISPAC no utiliza sistemas informáticos ni modelos estadísticos para gestionar pérdidas de energía. Los seguimientos y análisis se realizan mediante tablas y plantillas de Excel, con datos extraídos del sistema comercial SIEC, el sistema SIGECW y entradas manuales.

3.2.10. Revisión de la Ejecución del Plan de Pérdidas

- **Diagnóstico de la Gestión de Campo**

  DISPAC cuenta con 18 brigadas divididas en livianas (9 en motocicleta) y pesadas (9 en camioneta). Las brigadas pesadas se dedican a medidas centralizadas, atención de daños, medidas directas y especiales. Sin embargo, no tienen herramientas adecuadas y solo uno de los tres equipos patrones funciona. También se observan errores en las actas de revisión y falta de evidencias fotográficas. Se recomienda mejorar la infraestructura de comunicaciones, optimizar procesos, capacitar al personal, investigar manipulaciones, implementar controles, dotar de herramientas adecuadas, establecer un mantenimiento preventivo, revisar actas y registrar evidencias correctamente.

- **Aporte de Áreas del Negocio que no Gestionan Pérdidas**

  No hay articulación entre el área de Control de Pérdidas y otras áreas del negocio. Se sugiere implementar soluciones tecnológicas para mejorar lecturas, facturación y procesos críticos.

- **Supervisión de Campo y Cumplimiento de Contratos de Gestión de Pérdidas**

  La operación de DISPAC es supervisada por DEPI SAS, enfocada en revisiones de medidores y levantamiento de amarres. Se recomienda mayor involucramiento en análisis y dirección operativa.

- **Normas Técnicas de Medida**

  DISPAC tiene una "Norma Técnica de Acometidas y Medidas" para asegurar instalaciones seguras y precisas. Se sugiere incluir Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).

- **Procedimiento de Lectura y Facturación**

  DISPAC realiza lecturas en 21 ciclos mensuales, con parte del proceso externalizado. Se necesita asegurar la facturación completa de 365 días y mejorar la precisión de lecturas para evitar errores. Las lecturas manuales y la falta de revisión exhaustiva en zonas de riesgo aumentan la posibilidad de errores en facturación.

3.2.11. Cumplimiento y Análisis de Oportunidades Regulatorias

- **Procedimiento de Recuperación de Consumos**

  DISPAC factura aproximadamente al 25% de sus 106,530 clientes de forma estimada debido a problemas de orden público. No hay un procedimiento efectivo para recuperar consumos desviados ni para gestionar irregularidades y fraudes, y no se garantiza la inclusión de nuevos clientes en la base de datos.

- **Procedimiento de Reportes de Fronteras**

  DISPAC tiene dos fronteras comerciales y cuatro fronteras de exportación registradas, sin nuevos clientes MNR en 2023. Se reportaron dos fallas en el sistema de comunicación en 2023.

- **Procedimiento de Facturación de Zonas Especiales**

  DISPAC no tiene un procedimiento específico para la facturación en zonas especiales. Se recomienda implementar esquemas diferenciales de facturación para reducir pérdidas.

- **Balance de Pérdidas Calculado por ASIC vs. Balance Propio del OR**

  El cálculo de pérdidas de DISPAC, que no sigue la metodología regulatoria correctamente, muestra índices de pérdidas totales (IPTj) de 21.42% y 22.25% en nivel de tensión 1 para diciembre de 2023. Ajustes a la metodología elevan estos valores a 21.60% y 22.45%, respectivamente.

- **Oportunidades para Presentar Plan de Pérdidas para Remuneración Vía Cargo CPROG**

  El plan de pérdidas modificado en 2022 enfrenta riesgos de cancelación automática según la regulación. Se necesitan acciones rápidas para reducir pérdidas administrativas y de medida para cumplir con los objetivos del plan en 2025.

- **Requisitos del Código de Medida**

  DISPAC cumple parcialmente con el Código de Medida, principalmente en la precisión de equipos. Sin embargo, carece de procedimientos para recolección y transmisión de datos, manejo de equipos defectuosos, y otros requisitos técnicos.

3.3. ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

3.3.1. Generalidades

Este estudio tiene como objetivo calcular las pérdidas técnicas en la red eléctrica de DISPAC usando modelos matemáticos y estadísticos. La metodología, adaptada a la información técnica de la red, permite determinar las pérdidas en kWh-año y en porcentaje con alta precisión. El software DigSilent, parametrizado para calcular pérdidas técnicas en cualquier red, fue utilizado en un modelo que incluye seis subprocesos: levantamiento de información, ingreso de datos en DigSilent, simulaciones, toma y análisis de resultados, y elaboración del informe final. El estudio abarcó pérdidas en Alta, Media y Baja Tensión, utilizando parámetros técnicos y operativos de la red de DISPAC.

3.3.2. Introducción

Las pérdidas técnicas en una red eléctrica ocurren debido a la disipación de energía durante la transformación, transporte y distribución, principalmente por el calentamiento de líneas y transformadores. Estas pérdidas, causadas por la resistencia eléctrica y características de los equipos, son inevitables pero pueden reducirse con estrategias adecuadas.

El cálculo de pérdidas técnicas es crucial para la gestión y optimización de la energía suministrada. Las pérdidas no técnicas, como errores de medición y conexiones ilegales, también deben considerarse. Un indicador de pérdidas de un dígito indica una red bien dimensionada.

Este estudio utiliza el software DigSilent para calcular las pérdidas técnicas en los niveles de tensión alta, media y baja, modelando el sistema con datos operativos y parámetros técnicos de la red de DISPAC.

3.3.3. Metodología

Para calcular las pérdidas técnicas en el sistema de DISPAC, se realizaron flujos de carga utilizando fórmulas estándar. Se llevaron a cabo 72 simulaciones horarias para días ordinarios, sábados y festivos.

La red de Alta Tensión se modeló con diagramas unifilares y parámetros eléctricos, y la de Media Tensión con datos detallados de líneas y transformadores. Una macro en Excel facilitó la integración de datos en DigSilent.

Se usaron medidas de potencia activa y reactiva promedio de 2023. Los cálculos consideraron las 8760 horas del año para determinar las pérdidas técnicas en los diferentes niveles de tensión.

3.3.4. Resultados Pérdidas Técnicas

Utilizando la metodología descrita, se calcularon las pérdidas técnicas de la red eléctrica de DISPAC. Las líneas de Alta Tensión presentan las mayores pérdidas en comparación con Media y Baja Tensión.

- **Alta Tensión**
  - **Transformadores AT/MT:** Los transformadores de alta tensión tienen pérdidas inferiores al 1%, excepto el T1 - ISTMINA con un 1.57% debido a la alta demanda.

- **Líneas de Alta Tensión**: Las pérdidas técnicas varían entre 0.12% y 4.33%, influenciadas por calibre, distancia, topología y energía transportada.
- **Pérdidas Totales AT:** Las pérdidas totales en AT superan el índice de referencia de la CREG 108 de 2009, aunque son relativamente bajas gracias a la PCH Barroso 1 y 2. Se recomienda evaluar proyectos futuros para reducir pérdidas.

- **Media Tensión**

  Se modelaron 14 circuitos en DigSilent. Los circuitos con pérdidas superiores al 2.02% son extensos, tienen alta demanda o baja capacidad de corriente. Para reducir estas pérdidas, se recomienda:

  - Reconductar tramos con baja capacidad de corriente.
  - Fomentar autogeneración y Generación Distribuida.
  - Construir nuevas subestaciones.
  - Redistribuir la demanda entre circuitos.
  - Las pérdidas técnicas cumplen con el índice de referencia de la CREG 108 de 2009.

- **Baja Tensión Transformadores MT-BT**

  Se calcularon las pérdidas de 2460 transformadores MT-BT, resultando en 519,920 kWh/año. Estas pérdidas son bajas y cumplen con el índice de referencia de la CREG 108 de 2009.

3.4. ESTUDIO DE PÉRDIDAS ADMINISTRATIVAS

3.4.1. Generalidades

Las pérdidas administrativas en la energía eléctrica surgen de ineficiencias y errores en medición, facturación y cobro.

- **Fallos en los sistemas de medición**

  De los 106,530 usuarios, el 67% no tiene registro de la fecha de instalación del medidor. Un 82% usa medidores convencionales, de los cuales el 67% no tienen registro de instalación, lo que puede llevar a inexactitudes en la facturación después de 15-20 años de uso.

- **Fallos en los sistemas de facturación**

El proceso manual de lectura y digitación implica riesgos de error. El 25% de los clientes se factura de forma estimada, principalmente debido a problemas de orden público que impiden la toma de lecturas. Es necesario implementar tecnologías de lectura remota y mejorar la precisión de la facturación.

- **Otros que Generan las Pérdidas Administrativas**
    - **Errores de Datos y Gestión de Información**
        - **Usuarios con Factor Multiplicador Mayor a Uno**: DISPAC tiene 424 clientes con factores multiplicadores incorrectos, lo que afecta la precisión de la facturación.
        - **Usuarios con Medida Semidirecta**: Usuarios en nivel de tensión I presentan factores multiplicadores incorrectos, indicando errores en el sistema de facturación.
        - **Usuarios con Medida Indirecta**: Usuarios en nivel de tensión II también tienen factores multiplicadores incorrectos, resultando en facturaciones imprecisas.
    - **Estimaciones de Consumo**

      DISPAC factura al 25% de sus 106.530 clientes de forma estimada debido a problemas de orden público. El 19% se factura por consumo promedio de los últimos 6 meses y el 6% por aforo de cargas. Este problema creció un 9,2% entre 2022 y 2023, afectando a 27.270 clientes en noviembre de 2023.

      El 94,1% de los clientes son residenciales de estratos 1 al 3, con un 86,6% en estrato 1. Las estimaciones de consumo promedio propio han estancado la facturación en estos estratos.

      Se propone usar el consumo promedio del estrato como un tercer método de estimación. En noviembre de 2023, cambiar a este método podría incrementar la facturación mensual en un 9%, equivalente a 1,01 GWh.

      23.967 clientes han sido estimados consecutivamente durante los últimos 6 meses, lo cual requiere normalización del ciclo comercial y respaldo documental para las situaciones de orden público.

- **Consumos Cero**

  Entre noviembre de 2022 y noviembre de 2023, 7.981 clientes fueron facturados con consumo cero, de los cuales solo 945 predios están identificados como desocupados. El 97% de estos clientes son residenciales. Si estos predios están ocupados y con servicio de energía, se estarían dejando de facturar 680,3 MWh mensuales, equivalentes al 3,5% en el indicador de pérdidas totales. Se necesitan inspecciones para verificar el estado de los predios y normalizar las mediciones si es posible.

- **Alumbrado Público**

  DISPAC suministra energía para el alumbrado público en 14 municipios con una potencia total de 1.208 kW. Desde marzo de 2023, se facturan 445,5 MWh mensuales, una disminución del 6,6% respecto a 2022 (469,1 MWh) y 2021 (477,2 MWh). La diferencia de 23,9 MWh mensuales, mayor en Novita, Istmina y Lloró, representa un 0,1% en el indicador de pérdidas totales. Se recomienda revisar los aforos de energía y actualizar los censos de alumbrado público anualmente.

- **Cable Operadores**

  Varias compañías de internet y televisión por cable utilizan la infraestructura de distribución de energía de DISPAC, pero no se les factura el servicio de energía, solo el alquiler de postes. Se recomienda medir todas las cargas conectadas a la red y realizar censos periódicos para estimar y facturar el consumo de energía.

3.5. PLAN INTEGRAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

3.5.1. Metodología

El Plan Integral de Pérdidas se estructura a partir del análisis del diagnóstico y situación actual de las pérdidas de energía, comprendiendo el mercado y los factores que afectan el crecimiento de las pérdidas. La información de los balances energéticos identifica la localización de las pérdidas por circuito MT y transformadores mediante macromedidas.

Luego, se caracteriza y segmenta a los usuarios para intervenirlos con acciones eficientes y adecuadas, asegurando un orden operativo y técnico al plan. La gestión de cada segmento se basará en estrategias diseñadas a partir de experiencias y estudios nacionales e internacionales, aplicadas en el mercado de DISPAC y otros comparables. Estas estrategias se centran en el control energético, uso de tecnología, medición centralizada e intervención social.

3.5.2. Estrategia del Plan Integral de Pérdidas

Las estrategias se basan en factores culturales, sociales y económicos, enfocándose en control energético, optimización administrativa, mejora de la red y tecnificación de la medida.

- **Visión Tecnológica**

  Incorporar tecnologías de medición y herramientas de gestión inteligente para:

  - **Integración de Datos:** Mejorar la toma de decisiones mediante la integración de datos de diferentes sistemas.
  - **Telegestión Bidireccional:** Implementar sistemas de facturación prepago y postpago para mercados residenciales y comerciales.
  - **Eficiencia en Medidas:** Mejorar la gestión de sistemas de medida con recursos adecuados.

La tecnología de medición sigue la Resolución CREG 038 de 2014, permitiendo seguimiento en tiempo real, vigilancia de equipos y gestión de conexiones. Esto promueve el uso responsable de la energía y facilita la integración con energías alternativas, usando sistemas integrales de medidores avanzados y software de gestión.

- **Visión Global de la Estrategia**

  La estrategia de reducción de pérdidas se enfoca en:

  - **Control de Medida**: Mejorar el control en puntos fronteras de balances energéticos.
  - **Avances Tecnológicos**: Usar tecnologías para asegurar la red y las mediciones.
  - **Integración Tecnológica**: Integrar sistemas de medida y gestión para el control energético y el ciclo comercial.

- **Normalización de Usuarios**: Garantizar la facturación correcta de consumos.
- **Comunicación y Gestión Social**: Implementar estrategias de comunicación y gestión social para la normalización de usuarios.
- **Sinergia en Procesos**: Crear sinergias entre procesos administrativos y operativos.

Tres Pilares de Actuación

- **Zonas Comerciales**: Monitoreo y control de clientes comerciales. En noviembre de 2023, DISPAC atendió a 4.890 clientes comerciales con un consumo promedio de 605 kWh/mes.
- **Ciclo Comercial**: Normalización de mediciones y adecuadas estimaciones para evitar pérdidas.
- **Campañas de Normalización**: Uso eficiente de información para seleccionar y normalizar los universos de gestión.

Se requiere un sistema de macro medición en subestaciones y balances precisos por circuitos para priorizar las acciones del plan de pérdidas, con unidades operativas y geográficas definidas para ejecutar y seguir las acciones sistemáticamente.

3.5.3. Líneas de Actuación

El Plan Integral de Pérdidas se centra en recuperar energía mediante gestión inteligente, análisis de datos, aseguramiento de la red de baja tensión y normalización de mediciones, apoyado por herramientas informáticas y planes de gestión social.

- **Adecuaciones Menores**

  Proyectos para reducir la vulnerabilidad de redes en áreas específicas, normalizando 50-150 clientes por proyecto. Se enfocan en segmentos con mayores pérdidas, construyendo redes protegidas contra manipulaciones y conexiones ilegales.

  - **Objetivo**: Intervenir 3.748 clientes, invertir 416 millones de pesos, y recuperar 1,19 GWh en 5 años.

- **Blindaje de Subnormales**

  Implementar un programa de gestión social y reconfiguración de redes con protección en mercados subnormales. Se proyectan 29 intervenciones con una inversión de 5 millones de pesos en 5 años.

- **Sistema de Medición Centralizada**

  Asegurar la red y usar medición centralizada en transformadores con clientes comerciales. Se intervendrán 2.263 usuarios con una inversión de 3.488 millones de pesos, recuperando 0,77 GWh en 5 años. La compañía asumirá los costos.

- **Campañas Masivas en Consumidores Regulados**

  Recuperar energía identificando y normalizando usuarios con anomalías. Se planifican 81.093 acciones para recuperar 13,65 GWh en 5 años, con un costo que incluye mano de obra, medidores y accesorios.

  - **Normalización de Usuarios Focalizados**

    Normalizar 45.911 usuarios para recuperar 2,06 GWh en 5 años mediante el análisis de datos técnicos y comerciales.

  - **Normalización de Usuarios por Denuncias**

    Normalizar 2.344 usuarios denunciados para recuperar 0,11 GWh en 5 años, usando reportes de canales de atención y software de balances de macromedidores.

  - **Normalización de Usuarios con Sistema de Medición Centralizada**

    Intervenir 6.189 usuarios con sistemas de medición centralizada para recuperar 1,85 GWh en 5 años, basado en análisis de alarmas y consumo.

  - **Normalización de Usuarios Estimados**

    Normalizar 10.026 usuarios con estimaciones desviadas para recuperar 3,58 GWh en 5 años.

  - **Normalización de Usuarios Consumo Cero**

    Normalizar 9.369 usuarios con consumo facturado cero para recuperar 3,78 GWh en 5 años.

- **Anomalías de Lectura**

  Normalizar 7.212 usuarios con anomalías de lectura para recuperar 2,27 GWh en 5 años.

- **Macromediciones**
  - **En Transformadores de Distribución**

    Instalar sistemas de medición en transformadores con 5 o más usuarios para controlar la energía y detectar fraudes. Se priorizarán zonas con mayores pérdidas y se actualizarán 1.029 macromedidores existentes. Total: 251 nuevos macromedidores y mantenimiento de 1.863 equipos, con una inversión de 341 millones de pesos.

  - **En Arranques de Línea y Nivel de Tensión**

    Normalizar y asegurar la trazabilidad de sistemas de medición en arranques de líneas y puntos de entrada de cada nivel de tensión. Se proyecta la normalización de 15 puntos de medida en nivel 2 en 5 años para mejorar el control de pérdidas de energía.

- **Instalación de Medidores a Usuarios sin Medición**

  Identificados 5.922 usuarios sin medidor, 96% en tarifa residencial estrato 1. Se normalizarán 7.490 usuarios, con una inversión de 757 millones de pesos y recuperación de 2,90 GWh en 5 años.

- **Vínculo Cliente Transformador**

  Actualizar 52.828 vínculos cliente-transformador con una inversión de 788 millones de pesos en 5 años para mejorar los balances de energía, priorizando zonas urbanas.

- **Censos de Alumbrado Público y Cable Operadores**

  Realizar 61.631 levantamientos para actualizar cargas de alumbrado público y cable operadores, con una inversión de 956 millones de pesos en 5 años, priorizando zonas urbanas.

- **Gestión Social para el Plan Integral de Pérdidas**

  Se considera una inversión de 3.107 millones de pesos en 5 años para la gestión social, minimizando el impacto socioeconómico y cultural en las comunidades afectadas por el plan.

- **Herramientas Informáticas y Gestión Inteligente de la Información**

  Implementar herramientas informáticas para mejorar la recuperación de energía y control de ventas, incluyendo planificación, generación de planes, despacho de campañas y seguimiento.

- **Herramienta Informática de Planificación y Gestión de Energía**

  Desarrollar una herramienta con módulos para:

  - Base de Datos Centralizada (RCE)
  - Detección de pérdidas y control de ventas (SICE)
  - Seguimiento y Control (SYC)
  - Despacho de Campañas (HDC)

- **Solución para el Sistema de Medición Centralizada**

  Implementar Master Data Management (MDM) con:

  - Head End System (HES): Colectar y procesar datos de medidores.
  - Meter Data Management (MDM): Analizar y gestionar la información.
  - El presupuesto incluye software, licencias, mantenimiento y nuevos servidores.

3.5.4. Estructura Organizativa

La estructura organizativa se enfoca en distribuir roles y funciones, necesitando acuerdos de niveles de servicio entre áreas para garantizar eficiencia.

3.5.5. Victorias Tempranas

- **Cambio de Modo de Estimación**

Identificar y normalizar 14.422 clientes con consumos estimados inferiores al promedio del estrato. Se proyecta cambiar el modo de estimación a 10.397 clientes, recuperando mensualmente 655,2 MWh (2,93% del indicador de pérdidas), y enviar 4.025 clientes a campaña de revisión.

3.5.6. Riesgos del Plan

Los riesgos incluyen:

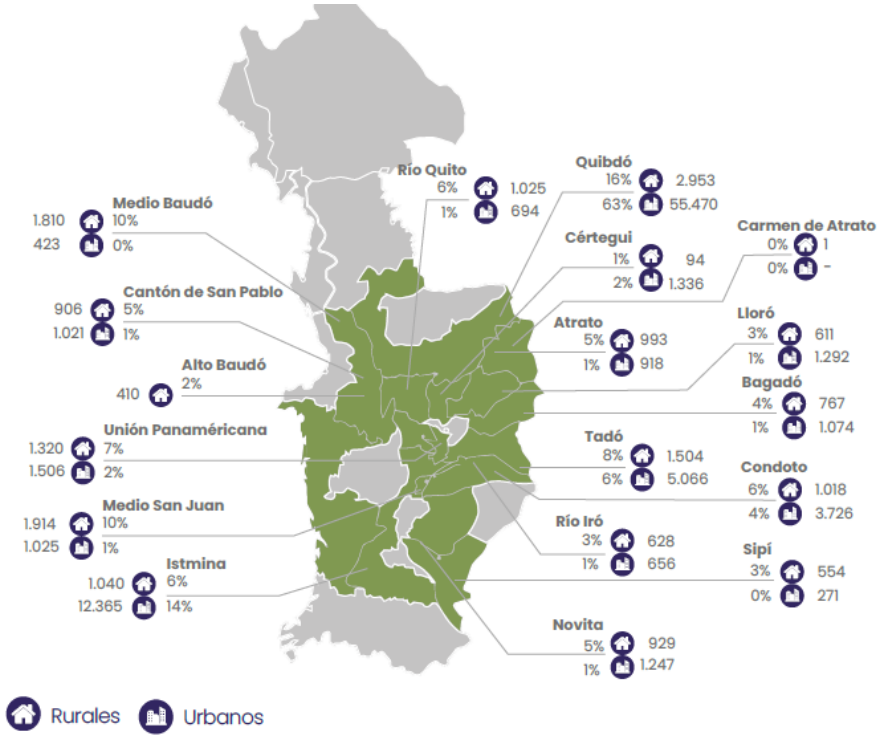
- Alta concentración de acciones en el estrato 1, lo que requiere mucho esfuerzo con poca energía recuperada.
- Rechazo de la comunidad y limitación de acceso pueden frenar acciones masivas.
- Altas temperaturas y humedad en Chocó, junto con la pobreza, pueden aumentar el fraude eléctrico.
- Limitaciones legales impiden sanciones efectivas contra el fraude, incentivando conductas irregulares.
- Falta de mano de obra calificada puede retrasar actividades.
- Cambios en regulaciones metrológicas pueden afectar certificaciones de equipos de medición.

4. CONTEXTO DEL MERCADO Y EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS



4.1. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO

DISPAC presta servicios en 17 municipios del departamento del Chocó abarcando diversos sectores económicos. A cierre del año 2023, según el Informe de Gestión de DISPAC 2023[1], el número de usuarios atendidos fue de 106.567, de los cuales, 100.333 (94%) corresponde al sector residencial y 88.090 (83%) se encuentra en el área urbana. La mayor parte de los usuarios se concentran en los municipios de Quibdó (55%), Istmina (13%), Tadó (6%) y Condoto (4%). En la siguiente figura se presenta la estructura del mercado atendido, clasificado por tipo de usuarios:



[1] https://dispac.com.co/wp-content/uploads/2024/03/Informe-de-gestion-2023-Dispac.pdf

Ilustración 1 Área de cobertura geográfica atendida por DISPAC

Los municipios que tienen mayor componente urbano son: Quibdó 95%, Certegui 93%, Istmina 92%, Condoto 79% y Tadó 77%. Los municipios que concentran mayor ruralidad son: Alto Baudó 100%, Medio Baudó 81%, Sipí 67%, Medio San Juan 65% y Río Quito 60%.

La siguiente figura ilustra la composición del mercado de DISPAC por tipo de usuario y energía anual facturada.

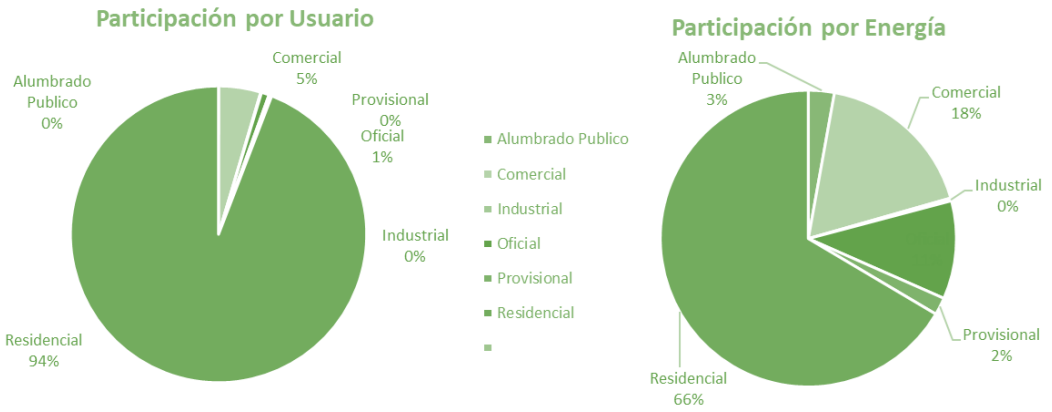


Ilustración 2. Composición del Mercado por tipo de usuario y energía facturada. Año 2023

De los usuarios residenciales, en el estrato 1 se concentra el 87% del total de usuarios y el 59% del total de la energía facturada. De acuerdo con el Boletín Técnico Mercado Laboral por Departamentos Año 2023 emitido por el DANE, en el año 2023[2] el departamento del Chocó registró la mayor tasa de desempleo del país y desde 2021 tiene una tendencia a aumentar. Las mayores fuentes de empleo en el departamento se concentran en el sector público y de defensa. Por otro lado, de acuerdo con el informe de Perfiles Económicos Departamentales año 2024 del Ministerio de Industria y Comercio[3], en cuanto al Índice de Pobreza Multidimensional, el departamento del Chocó ocupa el 5to lugar entre los más altos.

Aunado a lo anterior, el alto impacto de la delincuencia y grupos al margen de la ley, hacen que el mercado de usuarios del sistema atendido por DISPAC resulte complejo, por los altos niveles de pobreza, informalidad, subnormalidad e inseguridad que presenta. Ello, además de condiciones climáticas crean toda una serie de condiciones adversas para la gestión de las pérdidas.

[2] https://www.dane.gov.co/files/operaciones/GEIH/bol-GEIHDepartamentos-2023.pdf
[3] https://www.mincit.gov.co/CMSPages/GetFile.aspx?guid=f415cf51-fce4-4cee-99af-0a7dce231692

4.2. EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS

Aunado a lo anterior, el alto impacto de la delincuencia y grupos al margen de la ley, hacen que el mercado de usuarios del sistema atendido por DISPAC resulte complejo, por los altos niveles de pobreza, informalidad, subnormalidad e inseguridad que presenta. Ello, además de condiciones climáticas crean toda una serie de condiciones adversas para la gestión de las pérdidas. A continuación, se muestra la evolución del índice de pérdidas totales (IPTj) y pérdidas en nivel 1 de tensión para DISPAC:

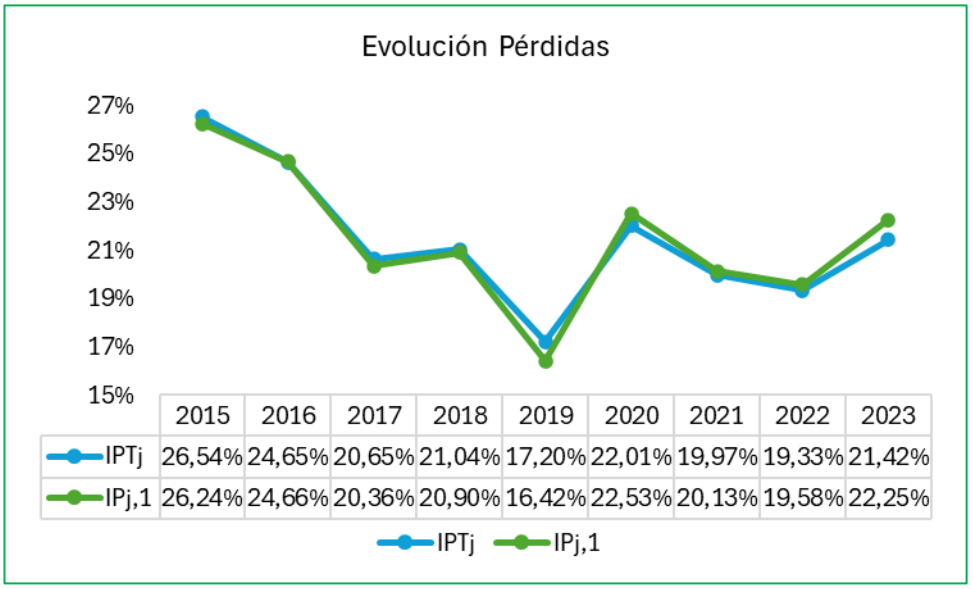


Ilustración 3 Evolución pérdidas totales y nivel 1 DISPAC

A cierre del año 2023, las pérdidas totales de energía fueron 57.412.026 KWh, llegando a un índice de pérdidas totales de 21.42%, con un incremento de 1.9% con relación al año 2022. En la siguiente ilustración, se muestra la evolución pérdidas totales en volumen de energía.

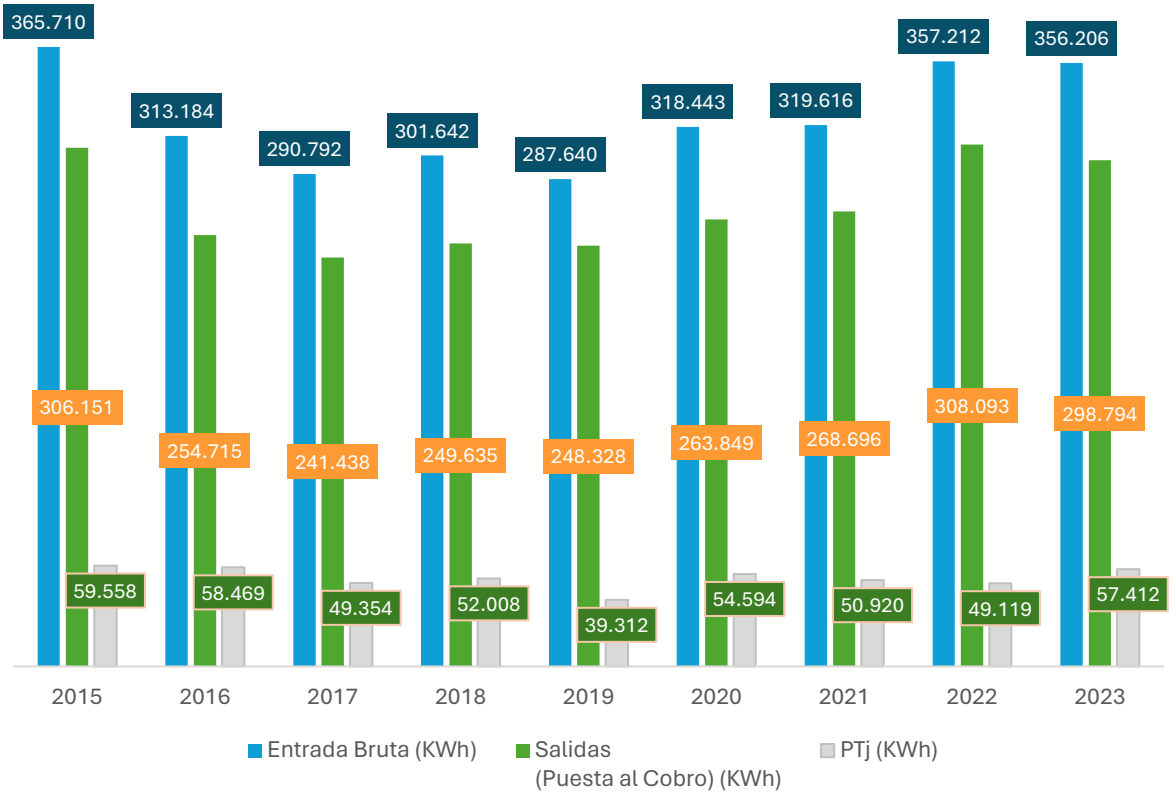


Ilustración 4 Evolución pérdidas totales en volumen de energía (KWh)

5. DIAGNÓSTICO AL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS



5.1. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

5.1.1. Principales magnitudes

DISPAC es la empresa distribuidora de energía eléctrica con cobertura en la región pacífica colombiana más exactamente en el departamento del Chocó, comprenden un área geográfica de 46.530 km^2. Chocó es uno de los treinta y dos departamentos que forman la República de Colombia. Su capital es Quibdó. Está ubicado al noroeste del país, en las regiones Andina y Pacífico. Comprende las selvas del Darién, una pequeña porción del Istmo de Panamá y las cuencas de los ríos Atrato, San Juan y Baudó. Es el único departamento de Colombia con costas en los océanos Pacífico y Atlántico, condición que a nivel de subdivisión nacional solo comparte con la provincia de Veraguas en Panamá en todo el continente. En líneas generales comprende la mitad norte del litoral colombiano en el océano Pacífico. Asimismo, es una de las regiones más biodiversas del mundo.

En la región se tiene una población de 557.654 de habitantes lo que implica que en ella se ubica aproximadamente un 1,07% de la población del país, según las proyecciones del DANE. El Chocó es una de las regiones más lluviosas del mundo, con precipitaciones anuales que pueden superar los 7,000 mm en algunas áreas. Las lluvias son frecuentes durante todo el año, aunque tienden a ser más intensas entre abril y noviembre. La humedad relativa es muy alta, generalmente oscila entre el 85% y el 95%. Esta alta humedad contribuye a la exuberante vegetación y la biodiversidad de la región. Las temperaturas en el Chocó son bastante constantes a lo largo del año debido a su ubicación cerca del ecuador. Las temperaturas medias diarias oscilan entre los 25°C y los 30°C.

A continuación, se presenta tabla con las principales magnitudes de DISPAC correspondientes al año 2023:

Magnitud	Unidad	Cantidad
Cantidad de usuarios	Un	106.530
Municipios	Un	17
km^2 de territorio	km^2	46.530
Subestaciones operativas	Un	3
km de red MT	Km	1.274
Circuitos de MT	Un	14
Transformadores Distribución (total)	Un	2.453
Pérdidas Totales	%	21.60%
% de Cobro	%	90%

Tabla 1. Principales magnitudes DISPAC Año 2023

Magnitud	Unidad	Cantidad
Entradas de energía	MWh/año	356.205
Ventas de energía	MWh/año	298.793
% Demanda total del STN	%	0.36%

Tabla 2. Principales magnitudes DISPAC Año 2023

5.1.2. Contexto socio económico del mercado atendido

El departamento del Chocó, aunque rico en recursos naturales y biodiversidad, tiene una contribución relativamente pequeña al Producto Interno Bruto (PIB) de Colombia, con un aporte de solo el 0,3% del PIB del país. Presenta considerables dificultades en términos de indicadores de bienestar de la población e ingresos monetarios, lo que configura condiciones de pobreza estructural y monetaria. Sus sectores económicos principales son: la minería, especialmente la extracción de oro y platino, agricultura y pesca, silvicultura (explotación de recursos forestales) y por su biodiversidad se está potenciando el turismo.

Factores como la deficiente infraestructura de transporte y servicios públicos, la falta de acceso a educación de calidad y capacitación profesional, la inseguridad y el conflicto interno, y la alta informalidad económica restringen el desarrollo económico del Chocó.

El Chocó presenta una de las tasas de pobreza monetaria más elevadas del país, con un porcentaje significativo de su población viviendo por debajo de la línea de pobreza. Según datos recientes, más del 60% de la población del Chocó vive en condiciones de pobreza monetaria. Además, una parte

considerable de la población vive en condiciones de pobreza extrema, con ingresos insuficientes para cubrir sus necesidades básicas.

Las condiciones de pobreza en el Chocó son el resultado de múltiples determinantes interrelacionados que afectan tanto el desarrollo económico como el bienestar social de su población. La deficiente infraestructura de transporte y servicios públicos limita el acceso a mercados y oportunidades económicas, mientras que el acceso limitado a la educación, con infraestructura inadecuada y baja calidad educativa, perpetúa el ciclo de pobreza. El sistema de salud precario, con escasez de centros de salud y recursos médicos, contribuye a altos índices de morbilidad y mortalidad. La economía informal y el subempleo son predominantes, con muchas personas trabajando sin beneficios laborales ni seguridad social, lo que agrava la precariedad económica.

Estudios realizados evidencian que, si bien no es su única causa, si existe una importante correlación entre el nivel total de pérdidas de una empresa y la característica socioeconómica del mercado que suministra.

Lo anterior muestra que dado el entorno socioeconómico la empresa requiere de recursos para la gestión social y comunitaria combinado con el apoyo institucional de las autoridades locales.

5.1.3. Descripción del sistema eléctrico de DISPAC

DISPAC presta el servicio de energía eléctrica a sus usuarios, con la siguiente infraestructura eléctrica:

Magnitud	Unidad	Cantidad
Circuitos 13,2 kV (Nivel 2)	Un	14
Red a 13,2 kV (Nivel 2)	km	1274,49
Red a 115 kV (Nivel 4)	km	325
Líneas AT	Un	6
Líneas AT	km	316,81
Subestaciones 115 kV	Un	4*

Tabla 3. Principales magnitudes DISPAC Año 2023

**Una SE no está operativa*

El siguiente diagrama unifilar del sistema eléctrico de DISPAC S. A. ESP:

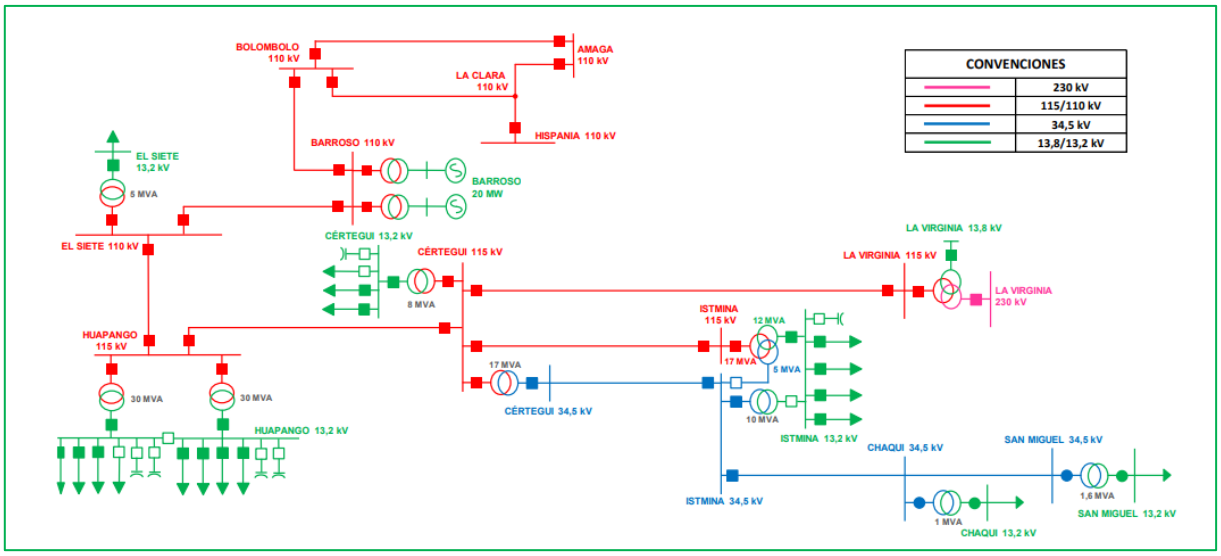


Ilustración 5 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de DISPAC

Las subestaciones a nivel de 34.5 kV no se encuentran en operación al igual que la subestación “El Siete” que es a nivel de 13.2 kV.

En cuanto al servicio de energía eléctrica, el departamento del Chocó cuenta con una cobertura aproximada del 80%. Este nivel lo alcanza DISPAC atendiendo 106.530 usuarios con una infraestructura de 1.274 km de redes AT y de MT, 14 circuitos de media tensión, y con 7 transformadores de potencia y 2.453 transformadores de distribución.

Cuenta también con 2 subestaciones de potencia, desde la conexión al Sistema de Transmisión Regional– STR en 115 kV con los cuales se atiende una demanda máxima de potencia de alrededor de 30 MW, datos a corte de diciembre de 2023. DISPAC presentó unos niveles de crecimiento de la demanda de energía distribuida de aproximadamente un 2,2% promedio anual en los últimos 2 años, lo cual ha representado un esfuerzo de la red para la atención de este crecimiento de demanda.

5.2. ANÁLISIS DEL MERCADO

Los municipios que tienen mayor componente urbano son: Quibdó 95%, Cértegui 93%, Istmina 92%, Condoto 79% y Tadó 77%. Los municipios que concentran mayor ruralidad son: Alto Baudó 100%, Medio Baudó 81%, Sipí 67%, Medio San Juan 65% y Río Quito 60%.

La siguiente figura ilustra la composición del mercado de DISPAC por tipo de usuario y energía anual facturada.

La estructura del mercado atendido se segmenta en las áreas donde aplican esquemas diferenciales de prestación del servicio, Barrios Subnormales, Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD), Zonas de Difícil Gestión (ZDG), y lo que hemos denominado "Mercado", que son las áreas gestionables con la regulación ordinaria.

Desde el punto de vista de los usuarios en cada uno de estos segmentos, se tiene:

	Clientes		Clasificación del mercado	
	0,10%	126	BSN	Asentamientos informales sin red eléctrica normalizada.
94%	**67,40%**	71.785	Estratos bajos (1,2 y3)	Estratos sociales de bajo desarrollo ubicados en su mayoría en zonas urbanas.
	26,60%	28.371	Zonas especiales	Zonas de difícil gestión y áreas rurales de menor desarrollo.
	5,90%	6.248	Resto mercado	Comerciales, industriales, e instituciones educativas
	106.530			

Tabla 4. Usuarios por tipo de mercado. Noviembre 2023

DISPAC tiene 28.371 usuarios que representan el 26,6% de los usuarios, están ubicados en las denominadas Zonas Especiales (ZE), constituidas por las Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD) y las Zonas de Difícil Gestión (ZDG). Las ARMD son áreas rurales que se caracterizan por presentar un índice superior a 54.4, conforme con el indicador de las Necesidades Básicas Insatisfechas publicado por el DANE. Las ZDG se definen por los problemas de cartera y pérdidas de energía que presentan. En los denominados Barrios Subnormales, asentamientos humanos ubicados en cabeceras de municipios o distritos donde el servicio de energía se obtiene a través de derivaciones efectuadas sin aprobación de DISPAC, se encuentra un total de 126 usuarios.

Un total de 71.785 usuarios, es decir, el 67,4% de los usuarios, pertenecen a estratos sociales de bajo desarrollo (Estratos Residenciales 1, 2 y 3) y sólo el 5,9% de los usuarios, o sea, 6.248 usuarios, hacen parte de un mercado normalmente gestionable, como son los sectores comerciales, oficiales e industriales. La siguiente figura ilustra la composición del mercado de DISPAC por tarifa, caracterizada por cantidad de energía facturada:

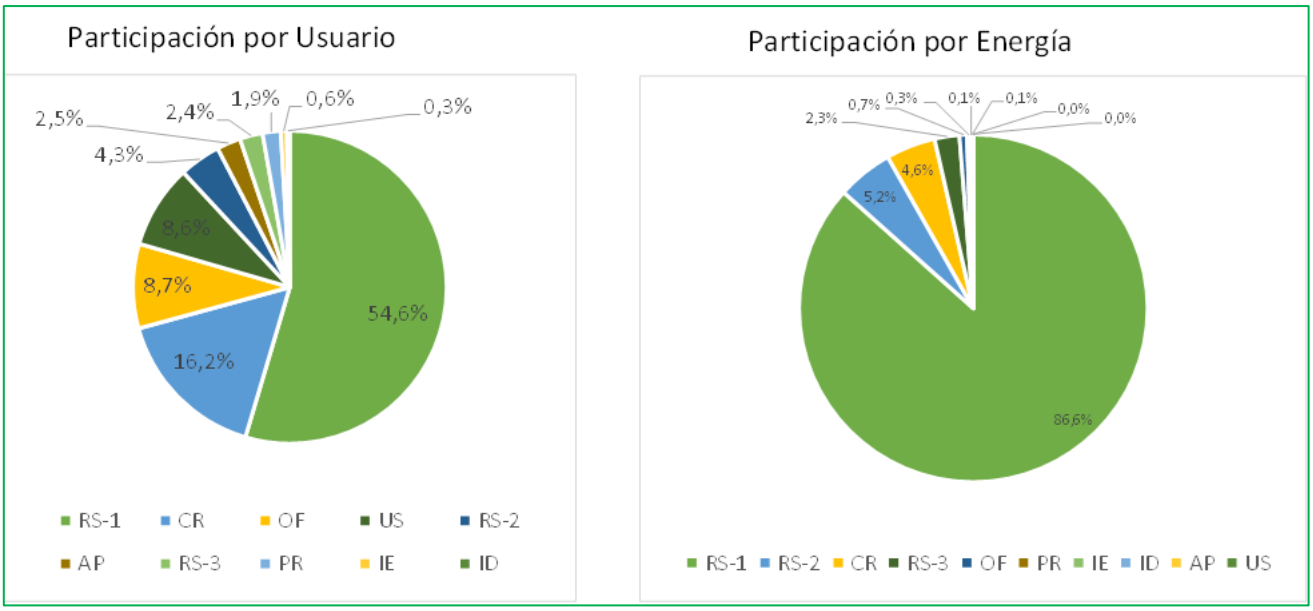


Ilustración 6. Composición del Mercado por tarifa y energía facturada. Año 2023

Al hacer la segmentación por nivel de tensión, el 99,5% de los usuarios están conectados en el nivel de tensión 1 y la energía entregada en este nivel representa el 82% del total de la energía distribuida:

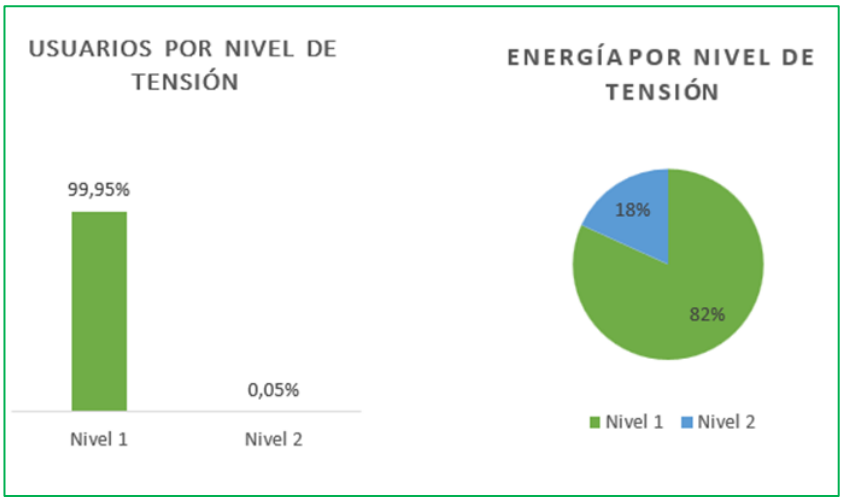


Ilustración 7. Composición del Mercado por Nivel de Tensión. Año 2023

El mercado de usuarios del sistema atendido por DISPAC resulta entonces complejo, por los altos niveles de pobreza, informalidad, subnormalidad y dispersión que presenta. Ello, además de condiciones climáticas y culturales resulta en los altos niveles de pérdidas de energía que DISPAC presenta.

5.3. PERFIL DEL PARQUE DE MEDIDA

El parque de medidores de DISPAC está mayoritariamente constituido por medidores convencionales con una participación de un 82%, seguidos por los medidores catalogados como de medida centralizada con un 12% del mercado representados en 12.762 clientes. Además, 5.922 clientes que a corte de noviembre de 2023 se registran como directos sin medidor instalado y que actualmente facturan de forma estimada.

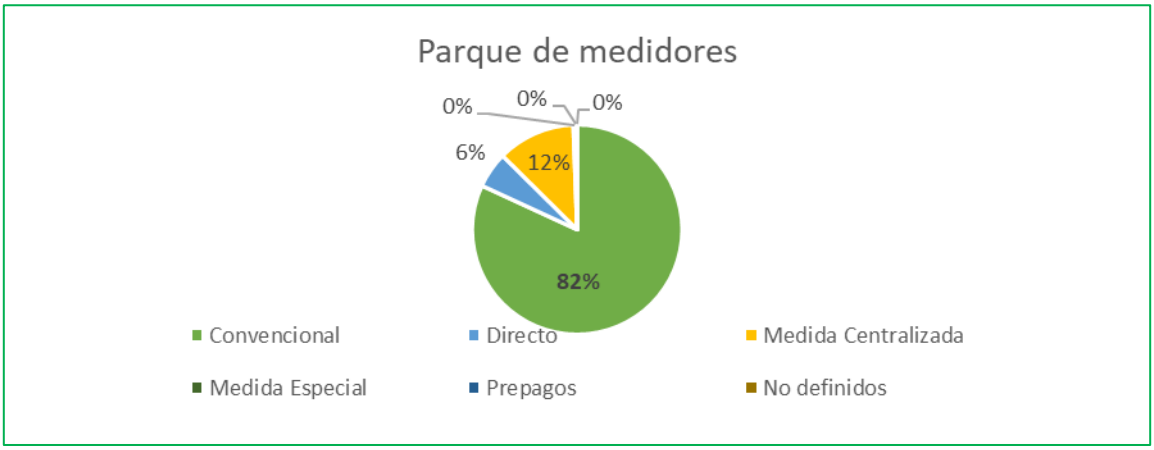


Ilustración 8. Parque de medidores

Tipo Medidor	Cantidad	% del Total
Convencional	87.219	82%
Directo	5.922	6%
Medida Centralizada	12.762	12%
Medida Especial	380	0%
Prepagos	234	0%
No definidos	13	0%
Total Medidores	**106.530**	**100%**

Tabla 5. Tipo de medidor por cliente

Dentro de la ejecución del actual plan de pérdidas de energía, desde el año 2016 DISPAC viene realizando migraciones de medida convencional a medida centralizada, en un esfuerzo por controlar la manipulación de la medida en sectores con altos consumos de energía. Los sistemas de medida centralizada son una herramienta valiosa para la gestión de la energía. Pueden ayudar a reducir el consumo de energía, ahorrar dinero, mejorar la eficiencia energética y reducir las pérdidas no técnicas. Se destaca la intervención realizada en el circuito Centro del municipio de Quibdó, donde el 37% de los clientes están bajo medida centralizada, sector con el mayor consumo promedio por usuario, debido a que la mayoría de sus clientes son locales comerciales.

La implementación se ha realizado con tres tecnologías, AMS con el 54% de los clientes, COMPLANT con el 45% y CIF-DISICO con el 1%. Actualmente la compañía tiene dificultades con el funcionamiento de estos equipos, solo el 25% de los medidores pueden ser gestionados de forma remota, el resto debe ser leído y operado en sitio. Por consecuencia, el 39% de los clientes están siendo estimados. Las principales causas están asociadas a fallas en los sistemas de comunicaciones implementados por estas tecnologías y la falta de soporte técnico y repuestos para la marca COMPLANT, sistema que fue descontinuado del mercado. Para los equipos AMS la compañía ha venido realizado mantenimientos y planes de recuperación de las comunicaciones, pero no han sido del todo efectivos. La zona en general presenta debilidades en las comunicaciones con los operadores celulares, siendo inestable el servicio de internet móvil ofrecido, servicio que utilizan estas tecnologías para comunicar los equipos concentradores con el centro de gestión de la medida. Se ha intentado establecer canal de comunicación por fibra óptica con algunos nodos, sin mayor éxito en este plan.

Por otra parte, a pesar de que el objetivo principal de la implementación de medida centralizada por parte de DISPAC era el reducir y controlar las pérdidas de energía, se siguen presentando manipulaciones de la medida con hallazgos de irregularidades, siendo las más comunes los puentes en bornera, líneas por fuera de la medida y manipulaciones internas del medidor. La instalación de este tipo de equipos debe realizarse de tal manera que dificulte el acceso al medidor, con la protección de la misma red de distribución. DISPAC ha dispuesto las cajas concentradoras de medidores en los postes a baja altura, donde no existe protección alguna por parte de la red de media tensión, siendo de fácil acceso por terceros con el uso de una escalera u otros elementos para trabajo en alturas.



Las migraciones a medida centralizada deben ser realizadas al 100% de los clientes conectados a un transformador, la mejor práctica indica que no se debe configurar un transformador con tecnología de la medida mixto. Tanto el macromedidor como los clientes deben ser de la misma tecnología de medida, permitiendo poder realizar el control y seguimiento desde una única plataforma, balance de energía diario y optimización de la ruta de lectura de los clientes de medida convencional. La mayoría de los transformadores en donde DISPAC ha implementado medida centralizada, tienen al menos un cliente de medida convencional.

Por otra parte, no fue posible la validación completa de la antigüedad del parque de medidores. Los registros consignados en el sistema comercial solo contienen la información para 34.987 medidores, de los cuales se tiene la fecha de instalación. Para los restantes 71.543 clientes no se tiene información.

Año de Instalación	Medidores Registrados	Año de Instalación	Medidores Registrados
2004	1	2018	5.908
2008	1	2019	4.157
2009	1	2020	4.343
2010	1	2021	5.460
2014	1	2022	8.690
2015	3	2023	4.373
2016	37	2024	9
2017	2.002	Sin registro	71.543
	Total Medidores	106.530	

Tabla 6. Antigüedad del parque de la medida

La CREG (Comisión reguladora de energía y gas) se refiere a la vida útil de los medidores de energía como un factor que debe ser considerado en la determinación de las tarifas de energía. Aunque no establece un valor específico, sí menciona que la vida útil promedio de un medidor de energía es de entre 15 y 20 años. Esta consideración la establece el operador de red en su plan de gestión de activos.

En vista de los retos y oportunidades identificados en la implementación de sistemas de medida centralizada en DISPAC, se recomienda un replanteamiento estratégico para optimizar su efectividad y maximizar sus beneficios.

La modernización del parque de medidores debe abordarse de manera integral, considerando aspectos técnicos, operativos, financieros y regulatorios. Es fundamental priorizar la selección de tecnologías confiables y robustas, garantizar la cobertura total de los clientes en cada zona de implementación y fortalecer la infraestructura de comunicaciones para una transmisión de datos segura y eficiente.

La modernización del parque de medidores de DISPAC no solo representa un desafío tecnológico, sino también una oportunidad para transformar la forma en que la empresa gestiona la energía y se relaciona con sus clientes.

5.4. BALANCES DE ENERGÍA

5.4.1. Balances de energía por circuito

Con base en la información recibida, se realiza cálculo de los balances asociados a los 14 circuitos de media tensión pertenecientes a las 3 subestaciones de potencia que componen el sistema de distribución.

SUBESTACIÓN	CTO	Entrada (kWh)	Salida (kWh)	Pérdida (kWh)	% Pérdidas	Cantidad de clientes
CÉRTEGUI	CÉRTEGUI I	22.209.101	15.122.604	7.086.497	31,90%	12.058
	CÉRTEGUI II	3.847.188	2.957.300	889.888	23,10%	3.319
ISTMINA	CTO ISTMINA I	14.544.706	11.176.146	3.368.560	23,20%	6.334
	CTO ISTMINA II	7.237.548	8.193.351	-955.803	-13,20%	5.579
	CTO ISTMINA III	17.139.301	13.357.478	3.781.823	22,10%	10.977
	CTO ISTMINA IV	922.621	6.372.651	-5.450.030	-590,70%	5.308
QUIBDÓ (Huapango)	CTO CENTRO	31.852.690	27.119.279	4.733.411	14,90%	7.101
	CTO MARGARITA	25.470.341	20.819.425	4.650.916	18,30%	11.489
	CTO MEDRANO I	24.379.848	19.656.268	4.723.580	19,40%	11.827
	CTO MEDRANO II	11.903.184	8.223.674	3.679.510	30,90%	6.341
	CTO MEDRANO III	17.889.595	17.621.917	267.678	1,50%	4.731
	CTO NORTE	15.737.029	12.694.221	3.042.808	19,30%	10.535
	CTO RURAL	16.192.390	11.685.984	4.506.406	27,80%	10.588

Tabla 7. Balance calculado por circuito de media tensión para el periodo enero - noviembre de 2023

Dichos balances se calculan de forma acumulada para el periodo comprendido entre los meses de enero y noviembre de 2023, relacionando la energía total entregada por cada circuito MT vs la energía facturada en el periodo a la totalidad de clientes asociados a cada uno. Se presentan inconsistencia en los datos obtenidos para la subestación Istmina, en la cual, dos de sus circuitos presentan mediciones de entradas menores a sus salidas, presumiéndose que existen problemas en la medida o en el vínculo cliente instalación (amarre). Para las subestaciones Certegui y Quibdó (Huapango), fue posible la obtención de balances coherentes para todos sus circuitos asociados. Los resultados en estas señalan los circuitos CERTEGUI I y CTO MEDRANO II como los de mayor índice de pérdidas, registrándose por encima del 30%. Son de especial cuidado y control los circuitos CERTEGUI I, CTO CENTRO, CTO MARGARITA Y CTO MEDRANO I, los cuales concentran el 50% del total de la energía empresa consumida por el 40% de los clientes. El CTO CENTRO registra alta concentración de tarifa comercial y solo este circuito concentra el 15% de la energía total en el 7% de los clientes. Se considera este último el circuito el de mayor prioridad para la ejecución de acciones encaminadas al control de la energía y la recuperación de pérdidas.

5.4.2. Balances de energía por transformador de distribución

A corte del mes de noviembre de 2023, DISPAC registra un total de 2.430 transformadores de distribución, de los cuales el 42% tiene instalada Macromedida o totalizador en nivel de tensión 1. La mayor parte de los instalados se encuentran en el municipio de Quibdó, donde 608 transformadores cuentan con el equipo de medida. Se encuentran registrados en el sistema comercial SIEC para asegurar su lectura mensual dentro del mismo ciclo al que corresponden los clientes vecinos. Desafortunadamente, por inconsistencias que se presentan en el vínculo cliente instalación (amarre), DISPAC considera el no uso de los balances calculados de los macromedidores. Actualmente se adelantan labores en el sector comercial asociado al Circuito Centro de Quibdó, para la normalización de los equipos de medida y actualización de los respectivos amarres.

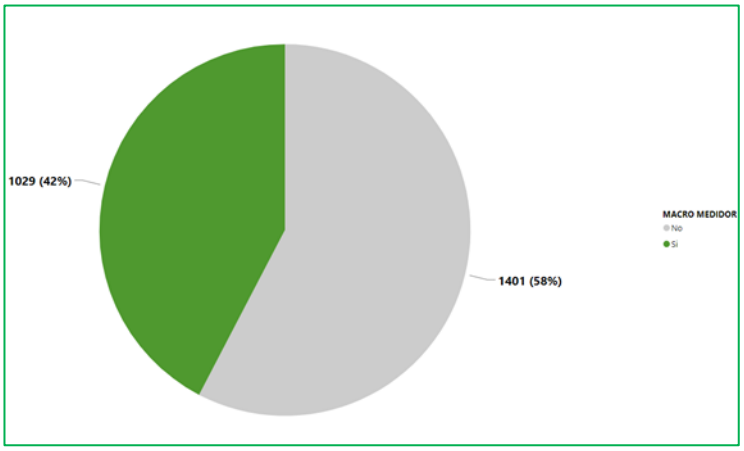


Ilustración 9. Total macromedidores por transformador de distribución a corte de noviembre de 2023

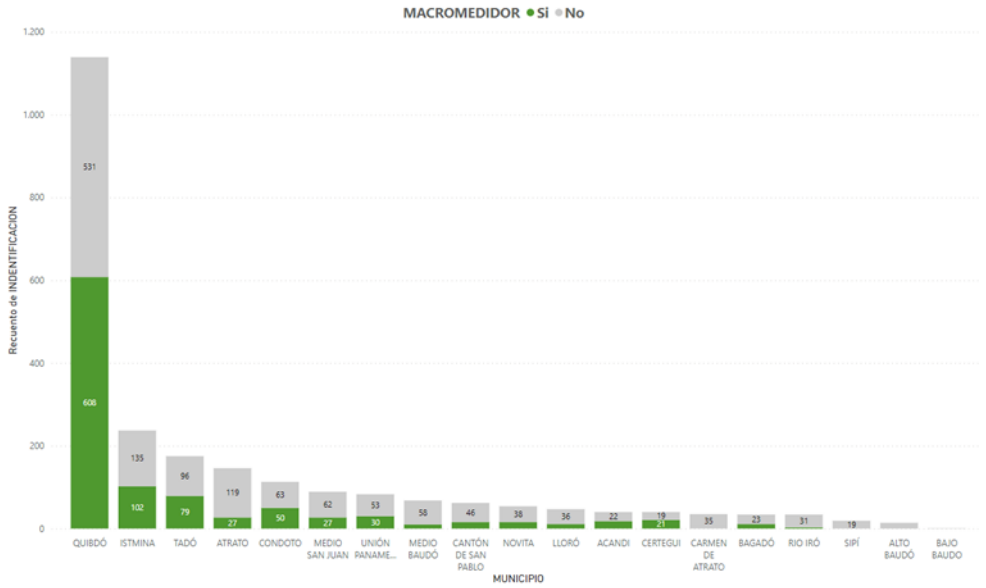


Ilustración 10. Total transformadores de distribución con macromedida instalada por municipio

Para el direccionamiento del plan de reducción de perdidas no técnicas, se considera indispensable contar con información fiable de las macromedidas, permitiendo aumentar la efectividad y eficiencia de las acciones operativas que se desplieguen. A través de la información entregada por los balances calculados es posible concentrar la operativa en zonas de mayor índice de pérdidas y caracterizar los clientes asociados en función de los resultados obtenidos.

5.5. ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE LAS PÉRDIDAS

La ejecución para el año 2024, en lo comprendido hasta el mes de marzo, el plan de pérdidas ha estado concentrado principalmente en la revisión de la totalidad de los suministros ubicados en la zona centro de Quibdó, zona mayormente comercial alimentada por el Circuito Centro y pérdidas del 15,6%, que,

para efectos operativos, se divide en subzonas todo el centro de Quibdó y se va haciendo un barrido transformador por transformador. En esta zona la mayoría de los clientes se encuentran conectados a medida centralizada en cajas concentradoras instaladas en poste. Para cada transformador a intervenir, se realiza el levantamiento de la totalidad de los clientes conectados a este (amarre cliente transformador o vínculo) y luego procede a revisar los usuarios que, por su consumo VS carga, den indicios de tener irregularidad en su sistema de medición. También, se hace revisión y normalización de la macromedida nivel 1.

Esta campaña lleva registrada una efectividad del 16% y se hacen aproximadamente 10 acciones diarias. Al igual que en las campañas de este tipo desarrolladas durante los años 2022 y 2023, se hace necesario mejorar el direccionamiento para aumentar la efectividad.

Respecto a las pérdidas técnicas, el último estudio se realizó en el año 2015 por la empresa consultora Energy, según informe de auditoría realizado en el año 2021 por la firma Nexia Montes & Asociados.

5.6. PLAN DE PÉRDIDAS CON QUE OPERA LA ORGANIZACIÓN

Actualmente DISPAC viene ejecutando el Plan de Pérdidas aprobado mediante resolución 197 de 2020, el cual se remunera mediante la metodología indicada en la Resolución CREG 015 de 2018. El costo anual del plan de gestión de pérdidas (CAP) aprobado fue de $1.350.754.455 pesos de diciembre de 2017.

En la resolución CREG 223 de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por DISPAC contra la Resolución CREG 197 de 2020, en el análisis realizado por la CREG a la Solicitud No 15. Análisis Costo anual del plan de gestión de pérdidas, se ratifica la senda aprobaba para el Plan de Pérdidas, la cual se muestra a continuación:

	t = 1	t = 2	t = 3	t = 4	t = 5	t = 6	t = 7	t = 8	t = 9	t = 10
IPTSj,t	20,06%	19,39%	18,73%	18,10%	17,50%	16,78%	16,13%	15,34%	14,65%	14,00%

Mediante resolución 501 046 de 2022, solicitud previa de DISPAC, se modificó la senda del Plan de Pérdidas, quedando así:

	t = 1	t = 2	t = 3	t = 4	t = 5	t = 6	t = 7	t = 8	t = 9	t = 10
IPTSj,t	20,06%	19,39%	18,73%	19,33%	18,88%	18,42%	17,97%	17,51%	17,06%	16,60%

Cabe anotar que la modificación se aplicó a partir del año t4 debido a que los años t1, t2 y t3 ya habían sido evaluados al momento la presentación de la solicitud por parte de DISPAC.

En la misma resolución se indica que el costo anual del plan de gestión de pérdidas para los periodos restantes fue de $832.873.331 pesos de diciembre de 2017.

5.7. REVISIÓN DE LOS MODELOS DE EVALUACIÓN DEL PLAN O LÍNEAS DE ACCIÓN

Durante el periodo comprendido entre enero de 2022 a diciembre 2023 fueron ejecutadas 24.780 visitas, producto de 11 campañas de recuperación de energía desarrolladas a lo largo de la totalidad del territorio atendido por DISPAC.

Campaña	Usuarios Visitados	Con Irregularidad	% Efectividad
Consumo Bajo	5.378	103	1,90%
Consumo Cero	1.064	137	12,90%
Desviación Significativa	1.842	27	1,50%
Directo con Facturación	2.100	1.553	74,00%
Medidor Prepago	179	23	12,80%
Medidor Sin Asociar	137	6	4,40%
Novedades de Lectura	5.877	743	12,60%
Nuevo Suministro	3.446	2.318	67,30%
Reporte de Daños	1.300	25	1,90%
Toma de Lecturas	2.489	1	0,00%
Verificación	968	88	9,10%
Totales	**24.780**	**5.024**	**20,30%**

Tabla 8. Campañas de recuperación de energía desarrolladas por DISPAC 2022/2023

Se registra una efectividad del 20,3%, representando en 5.024 visitas en las que se detectó alguna anomalía clasificada por DISPAC como irregularidad. El 45% de las visitas están concentradas en dos campañas dirigidas a la depuración de la venta base (facturación), tales como son consumos bajos y novedades de lectura. Sin embargo, la efectividad de estas campañas es significativamente baja, 1,9% y 12,6% respectivamente. Las mayores efectividades del plan son registradas por campañas dirigidas a nuevos suministros conectados de forma ilegal, tales como directos con facturación y nuevo suministro. Estas registran efectividades 74% y 67,3% respectivamente. Se evidencia entonces que las campañas que requieren de una mayor analítica de datos para su direccionamiento presentan una efectividad muy baja versus aquellas donde la detección de la irregularidad es prácticamente evidente. De acuerdo con esto, es posible que existan debilidades en las fuentes de información utilizadas, no se utilizan las suficientes, no tiene la calidad suficiente y/o los procedimientos operativos empleados por las brigadas, su nivel de conocimiento, uso de las herramientas y experiencia no sean siempre los adecuados para la operación.

5.8. MODELOS DE CONTRATACIÓN PARA LA GESTIÓN DE PÉRDIDAS

Las líneas de acción del Plan de Pérdidas en ejecución actualmente se desarrollan con la operativa del Gestor del establecimiento comercial, no se evidenció la existencia de contratos adicionales para la gestión de las pérdidas.

DISPAC y el Consorcio Multienergetico de la Costa (en adelante el Gestor), tienen suscrito un contrato para la operación del Establecimiento Comercial, cuyo objeto comprende lo siguiente:

- La administración del establecimiento de comercio.
- La operación, administración y mantenimiento de los activos de transmisión regional (STR) y distribución local (SDL) de DISPAC, en los términos previstos en el Contrato de Gestión y sus anexos respectivos.
- Las actividades de Distribución y Comercialización de energía eléctrica en el Mercado Mayorista y a los Usuarios finales en el Área de Influencia.
- La reposición, remodelación y/o rehabilitación de la infraestructura existente.
- La ingeniería, administración, contratación y ejecución de los Proyectos de Inversión
- El desarrollo de todas aquellas actividades correspondientes al giro ordinario de los negocios de DISPAC que en el Contrato no se asignen expresamente a DISPAC de tal manera que se asegure la prestación ininterrumpida y de calidad del Servicio Público de Energía en el área de influencia.

Dentro de este alcance está la ejecución de las actividades operativas enfocadas al control y disminución de pérdidas de energía. Para ello el Gestor dispone de la siguiente estructura organizacional:

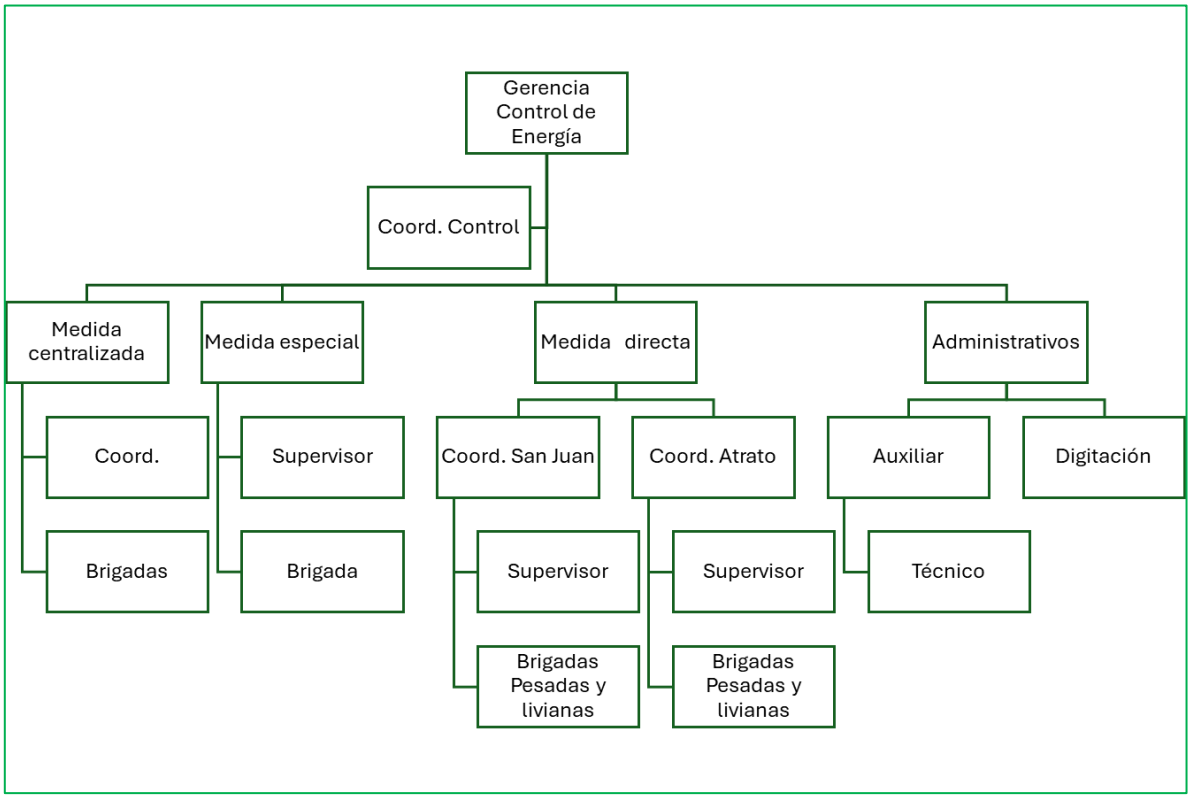


Ilustración 11 Estructura organizativa actual

En la estructura organizativa actual no se observa el componente para la gestión social, sin embargo, en la práctica hay recursos destinados. La operativa destinada a la ejecución del Plan de Pérdidas y las recomendaciones sobre los hallazgos sobre su desempeño se describe en el numeral 5.10.1 (Diagnóstico de la Gestión de Campo).

En cuanto al Mantenimiento Planes de Pérdidas, si bien, el contrato de Gestión lo define como las acciones y actividades planificadas no masivas focalizadas sobre universos de suministros seleccionados de acuerdo con modelos estocásticos, para revisión de sus consumos de energía y lograr mantener el indicador de pérdidas de energía mensual sin que haya deltas de incrementos del valor absoluto en Gwh de estas pérdidas, no se evidenció que el Gestor utilice tecnologías informáticas para la analítica de datos enfocadas a la selección de los universos mencionados.

5.9. SISTEMAS DE INFORMACIÓN CON QUE SE GESTIONAN LAS PÉRDIDAS

En la actualidad DISPAC no cuenta con sistemas informáticos ni modelos estadísticos de datos para la gestión de las pérdidas de energía. Los seguimientos y análisis de datos están basados en tablas y plantillas de Excel alimentadas por los datos extraídos del sistema comercial SIEC, el sistema donde son digitalizadas las actas de inspecciones y revisiones en terreno conocido como SIGECW e información ingresada manualmente.

5.10. REVISIÓN DE LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE PÉRDIDAS

5.10.1. Diagnóstico de la Gestión de Campo

Recursos Humanos, Logística, Herramientas de Trabajo y Actas de Revisión:

DISPAC cuenta con un total de 18 brigadas dedicadas al control de pérdidas, divididas en dos categorías:

- Brigadas livianas: 9 brigadas que se desplazan en motocicleta sin escalera, cada una conformada por una sola persona.

- Brigadas pesadas: 9 brigadas que se movilizan en camioneta, cada una con dos personas.

De las 9 brigadas pesadas, 2 se dedican a la medida centralizada, 1 a la atención de daños, 5 a la medida directa y 1 a la medida especial. Sin embargo, al momento de la visita realizada en el mes de marzo de 2024, se evidenció que las brigadas no contaban con las herramientas necesarias para realizar su trabajo de manera eficiente y solo uno de los tres equipos patrones estaba funcionando.

A esto se suman las siguientes observaciones sobre las actas de revisión del plan de pérdidas desarrollado en 2024:

- Se marcan como irregularidades algunos hallazgos que no son realmente catalogados como tales y que es muy probable que no se vea afloramiento de energía.

- En algunos casos revisados como muestra, no se encuentran fotografías que respalden los hallazgos en las carpetas y documentos de los técnicos.

Se recomienda implementar una estrategia integral que aborde los siguientes aspectos:

- **Fortalecimiento de la infraestructura de comunicaciones:** Invertir en la mejora de la infraestructura de comunicaciones para garantizar una transmisión de datos confiable y segura en la medida centralizada.

- **Optimización de procesos y capacitación del personal:** Implementar metodologías de trabajo más eficientes y capacitar al personal operativo para mejorar su productividad y desempeño.

- **Investigación y sanción de manipulaciones:** Realizar una investigación a fondo sobre las sospechas de manipulaciones de medidores y tomar las medidas disciplinarias correspondientes para prevenir este tipo de prácticas.

- **Implementación de controles y seguimiento:** Implementar controles más estrictos para prevenir y detectar manipulaciones de medidores.

- **Fortalecimiento de la comunicación interna:** Mejorar la comunicación interna entre el personal operativo y la gerencia para fomentar la transparencia y la colaboración en la lucha contra las pérdidas de energía.

- **Dotación de herramientas y equipos:** Dotar a las brigadas de las herramientas y equipos necesarios para realizar su trabajo de manera eficiente, incluyendo herramientas básicas, equipos patrones en buen estado y otros elementos necesarios para la inspección, control de pérdidas y toma de lecturas.

- **Establecimiento de un programa de mantenimiento preventivo:** Implementar un programa de mantenimiento preventivo para los equipos patrones y las herramientas de las brigadas para asegurar su buen funcionamiento

- **Revisión y reclasificación de las actas de revisión:** Revisar las actas de revisión del plan de pérdidas desarrollado en 2024 y reclasificar los hallazgos que no son realmente irregularidades, para no incluir en el sistema información que no afecte los análisis futuros para el direccionamiento de la operativa.

- **Implementación de un sistema de registro de evidencias**: Implementar un sistema de registro de evidencias que permita documentar adecuadamente los hallazgos de las revisiones, incluyendo fotografías y otros documentos relevantes.

- **Capacitación al personal sobre la identificación de irregularidades**: Capacitar al personal operativo sobre la identificación de irregularidades y la importancia de contar con las debidas evidencias para respaldar sus hallazgos.

La operación de pérdidas de energía en DISPAC requiere una transformación integral para mejorar su efectividad y reducir significativamente las pérdidas energéticas. La implementación de las recomendaciones descritas en este informe permitirá a la empresa optimizar sus procesos, fortalecer la confiabilidad de la información y alcanzar sus objetivos de control de pérdidas.

5.10.2. Aporte de Áreas del Negocio que no Gestionan Pérdidas

De las entrevistas con personal clave de las áreas del negocio que no gestionan pérdidas; Comercial a través de los procesos de Lecturas, Recaudo y Facturación, Gestión de Red a través de los procesos de expansión y mantenimiento de red, se concluyó que actualmente no hay una articulación con el área de Control de Pérdidas que permita o conlleve a acciones de reducción de perdidas. Sin embargo, para generar sinergias con estas áreas, principalmente con el área comercial, primero es fundamental implementar soluciones tecnológicas y automatizadas que permitan una toma más segura de las lecturas, precisión en la facturación y evitar posibles discrepancias, mayor precisión en el proceso de crítica, apoyados con el establecimiento de procedimientos de control de calidad robustos que incluyan la revisión periódica de los procesos manuales y la capacitación continua del personal.

5.10.3. Supervisión de Campo y el Cumplimiento de los Contratos de Gestión de Pérdidas

De acuerdo con el modelo de gestión establecido por la superintendencia de servicios públicos domiciliarios, la operación del gestor de DISPAC es supervisada por una interventoría externa de la empresa DEPI SAS. La operación de control de energía cuenta con personal que acompaña las acciones operativas para la recuperación de energía. Durante visita realizada entre los días 18 y 21 de marzo de 2024 a las instalaciones de DISPAC en Quibdó, fue posible evidenciar el acompañamiento de la interventoría en el proceso. Actualmente su labor esta más centrada en la supervisión operativa en campo de las actividades asignadas por el responsable del gestor, más específicamente a lo referente a revisiones de medidores, levantamiento de amarres e instalación y/o reparación de macromedidas. No se evidencia que estén involucrados en los procesos de análisis y crítica para el direccionamiento operativo y el establecimiento de líneas de actuación. Se hace importante también, su labor en la supervisión de actividades comerciales de gran impacto en las pérdidas de energía, tales como, lectura de medidores y facturación.

Si bien el uso de interventorías en los procesos de pérdidas de energía se considera inusual, es un recurso importante y necesario, por esto se hace indispensable su mayor involucramiento y participación activa en los diferentes procesos.

5.10.4. EETT o Normas Técnicas de Medida

DISPAC cuenta con el documento denominado "NORMA TÉCNICA DE ACOMETIDAS Y MEDIDAS". El propósito principal de esta norma es definir los criterios técnicos y procedimientos para la correcta instalación de acometidas eléctricas y sistemas de medición de energía. Cubre desde los conceptos básicos y definiciones hasta especificaciones detalladas y procedimientos prácticos, buscando asegurar que todas las instalaciones cumplan con los requisitos de seguridad, confiabilidad y precisión establecidos por DISPAC. Así mismo, describe las especificaciones y disposición de los componentes de los diferentes sistemas de medida para la normalización de medidas y conexiones en los niveles de tensión I y II. Como aspecto relevante susceptibles de mejora, está la inclusión de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).

5.10.5. Procedimiento de Lectura y Facturación

El procedimiento de lectura actualmente se lleva a cabo con la inclusión de usuarios en ciclos de lectura, abarcando un total de 21 ciclos de lectura al mes. Dentro de estos ciclos, se integran los equipos de control de medida. En el área de Atrato, se cuenta con una capacidad actual de 7 lectores y 2 supervisores. Además, es importante destacar que el proceso de lectura es externalizado, contando con un contratista desde el ciclo 11 hasta el ciclo 19. Este contratista opera con 6 equipos en Quibdó, 5 en San Juan, y maneja una cantidad de lecturas que oscila entre 380 y 500 por ciclo.

Los calendarios de lectura se cargan mensualmente para asegurar un seguimiento puntual de los consumos de energía. Sin embargo, durante el proceso de revisión, no se ha logrado verificar que al final del año que se facturen los 365 días como es la práctica habitual. Es fundamental garantizar que se cubra todo el período de un año completo para evitar discrepancias en los registros de consumo y facturación. Por tanto, es necesario implementar medidas que aseguren la correcta captura de lecturas durante todo el año, de modo que se refleje con precisión el consumo real de los usuarios y se eviten posibles errores o desajustes en los cálculos de facturación.

La mayoría de las lecturas se llevan a cabo de manera manual, empleando plantillas que luego son digitadas en el sistema comercial. Sin embargo, es importante señalar que, debido a preocupaciones

de seguridad, no se realizan lecturas con dispositivos en zonas donde existe el riesgo de robos en esas áreas. Esta limitación implica que no se está llevando a cabo una revisión exhaustiva de las lecturas en comparación con los datos obtenidos en el campo, lo cual aumenta la posibilidad de errores en el proceso de facturación y por ende pérdidas administrativas.

5.11. CUMPLIMIENTO Y ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES REGULATORIAS

5.11.1. Procedimiento de Recuperación de Consumos

Procedimiento de Recuperación de Consumos en Desviaciones Significativas, Irregularidades y Fraudes en Clientes Existentes y en Nuevos:

De un total de 106.530 clientes a corte del 30 de noviembre de 2023, en promedio el 25% de los clientes se factura de forma estimada. De estos, el 19% es facturado por consumo promedio propio calculado con los últimos 6 consumos y el 6% por aforo de cargas. El 57% de las estimaciones son causadas por problemas de orden público que impiden la gestión operativa sobre los usuarios y la toma de lecturas con dispositivos móviles. Esto último implica que no se esté llevando a cabo una revisión exhaustiva de las lecturas en comparación con los datos obtenidos en el campo. Aunado a lo anterior, el proceso de crítica se lleva a cabo de manera manual, representando un riesgo de errores que pueden afectar la precisión de la facturación a los usuarios. Esta situación permite concluir que no sería aplicable en la práctica, un procedimiento para identificar, gestionar y recuperar consumos que se han desviado significativamente, así como irregularidades y fraudes en clientes existentes.

Por otro lado, la identificación de clientes que no están incluidos en la base de facturación, como es el caso de comunidades indígenas que han sido regularizadas, pero no han sido agregadas a la base de datos de facturación, también permite concluir que DISPAC no cuenta con un procedimiento que garantice la inclusión de nuevos clientes en la base de datos de facturación.

5.11.2. Procedimiento de Reportes de Fronteras

Actualmente DISPAC cuenta con dos fronteras comerciales agente – agente con reporte al ASIC debidamente registradas ante XM, una de importación y la otra de exportación en un mismo punto de conexión en la S/E La Virginia – Pereira. También cuenta con cuatro fronteras comerciales de exportación que corresponden a clientes no regulados de otros comercializadores; Minera el Roble, Olímpica, Hotel Air Plan y Colombia Telecomunicaciones.

Si bien por las características del mercado atendido por DISPAC es poco frecuente que surjan solicitudes de cambios de cambio de comercializador, para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 53 de la resolución CREG 156 de 2011, en su página web se encuentra el instructivo "Cambio de Comercializador. A cierre del año 2023 no se tiene registro de Nuevos Clientes MNR.

Según el Informe Anual de Operación - Fronteras Con Reporte al ASIC del año 2023, en este periodo se presentaron dos fallas, la primera fue un problema en el sistema de comunicación por el cual no se reportaron de lecturas por más de 48 horas, la segunda falla fue declarada por un incumplimiento encontrado en la verificación quinquenal en cuanto a los trasformadores de corriente detectada en la verificación quinquenal.

5.11.3. Procedimiento de Facturación de Zonas Especiales de Prestación del Servicio

Actualmente DISPAC no dispone de un procedimiento para la facturación de usuarios ubicados en zonas especiales de prestación del servicio, cuenta con instructivo de aplicación del FOES en estas zonas de prestación del servicio. Toda vez que los OR pueden aplicar uno o varios de los siguientes esquemas diferenciales de prestación del servicio tales como; medición y facturación comunitaria, facturación con base en proyecciones de consumo, pago anticipado o prepago y períodos flexibles de facturación, los cuales facilitan la adopción de medidas que conlleven a la reducción de perdidas, es recomendable que DISPAC implemente el esquema que mayor contribución a la reducción de pérdidas le genere.

5.11.4. Balance de Pérdidas Metodología CREG Vs el Balance Propio del OR

El marco regulatorio colombiano, más específicamente la Resolución CREG 015 de 2018, establece la metodología para remunerar las pérdidas de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Su objetivo es fomentar la eficiencia, equidad y transparencia en el sector eléctrico colombiano. En su desarrollo establece la metodología de cálculo de los índices de pérdidas de energía, tales como, el índice de pérdidas totales (IPTj) y las pérdidas de energía en el nivel de tensión 1 (PJ1), incluida toda su formulación en la circular 034 emitida el 11 de mayo de 2018. De acuerdo con esto se realizó revisión del cálculo de estos indicadores.

Año	Entrada Bruta kWh	Salidas kWh	PTj	IPTj	PEj,1	Pj,1
2015	365.709.789	306.151.449	59.558.341	**26,54%**	51.438.155	**26,24%**
2016	313.184.112	254.714.857	58.469.255	**24,65%**	50.597.401	**24,66%**
2017	290.792.001	241.438.403	49.353.598	**20,65%**	41.675.480	**20,36%**
2018	301.642.494	249.634.759	52.007.736	**21,04%**	44.068.862	**20,90%**

Año	Entrada Bruta kWh	Salidas kWh	PTj	IPTj	PEj,1	Pj,1
2019	287.640.308	248.328.055	39.312.252	**17,20%**	31.871.707	**16,42%**
2020	318.442.693	263.848.556	54.594.137	**22,01%**	46.499.063	**22,53%**
2021	319.615.507	268.695.887	50.919.620	**19,97%**	42.577.859	**20,13%**
2022	357.212.224	308.092.942	49.119.282	**19,33%**	40.423.850	**19,58%**
2023	356.205.831	298.793.805	57.412.026	**21,42%**	48.426.214	**22,25%**

Tabla 9. Balance de Pérdidas calculado por DISPAC

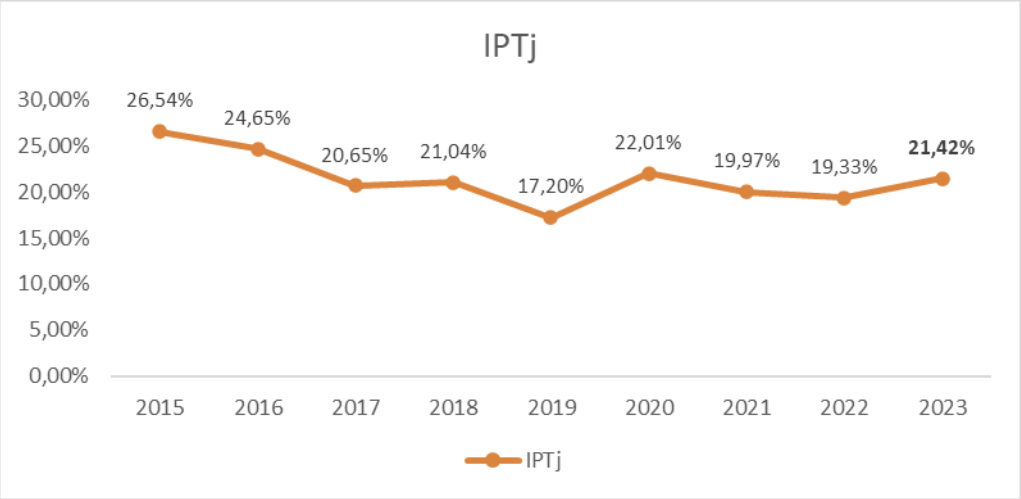


Ilustración 12. Evolución del Índice de Pérdidas Totales calculado por DISPAC

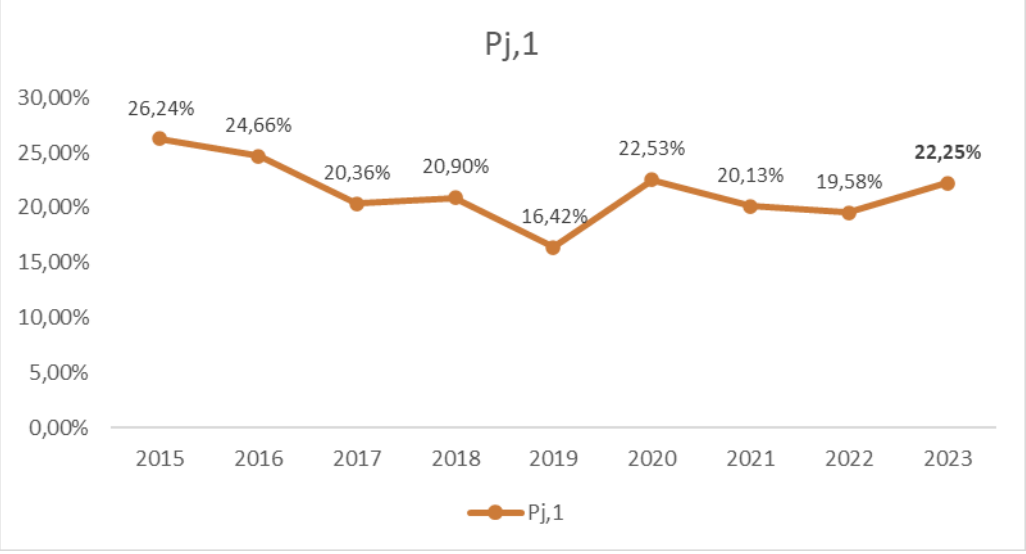


Ilustración 13. Evolución del Índice de Pérdidas Nivel 1 calculado por DISPAC

A diciembre de 2023, el índice de pérdidas totales (IPTj) se registra en 21,42% y el indicador de pérdidas de energía en el nivel de tensión 1 de 22,25%. De acuerdo con la tendencia, la compañía viene enfrentando un incremento en sus pérdidas muy marcado en el último año. Dentro del análisis realizado se observó que la compañía para el cálculo del balance referencia sus entradas de energía la facturación emitida en el mes siguiente en el que se registran las entradas. De acuerdo con lo establecido por la CREG, circular 034 de 2018, el cálculo de los indicadores debe realizarse referenciando las entradas en el mes m versus la energía reportada en los formatos SUI en el mes m, es decir siempre debe compararse la información del mismo mes. Actualmente DISPAC, calcula sus indicadores IPTj y Pj1 comparando las entradas en el mes m versus la energía facturada en el mes m+1.

Realizando ajuste al cálculo de acuerdo con la establecido por la regulación vigente, se obtiene un ligero incremento en los indicadores de pérdidas.

Año	Entrada Bruta kWh	Salidas kWh	PTj	IPTj	PEj,1	Pj,1
2016	313.184.112	252.765.835	60.418.277	**25,47%**	52.546.423	**25,60%**
2017	290.792.001	240.871.004	49.920.997	**20,88%**	42.242.879	**20,63%**
2018	301.642.494	249.435.351	52.207.144	**21,12%**	44.268.270	**20,99%**
2019	287.640.308	249.055.460	38.584.847	**16,88%**	31.144.302	**16,03%**
2020	318.442.693	263.583.995	54.858.698	**22,12%**	46.763.624	**22,66%**
2021	319.615.507	268.336.853	51.278.654	**20,11%**	42.936.893	**20,26%**
2022	357.212.224	307.849.031	49.363.193	**19,42%**	40.667.761	**19,68%**
2023	356.205.831	298.314.363	57.891.468	**21,60%**	48.905.656	**22,45%**

Tabla 10. Cálculos índices de pérdidas bajo la metodología CREG

A diciembre de 2023, el índice de pérdidas totales (IPTj) corresponde a 21,60% y el indicador de pérdidas de energía en el nivel de tensión 1 de 22,45%.

5.11.5. Oportunidades de Presentar Plan de Pérdidas para Remuneración Vía Cargo CPROG para Vigencias Tarifarias

Mediante resolución 197 de 2020, la CREG aprobó las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por DISPAC. Mediante resolución 501 046 de 2022, solicitud previa de DISPAC, se modificó la senda del Plan de Pérdidas. En la siguiente table se muestra la nueva senda y los resultados finales de los años 2021, 2022 y 2023:

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
IPTS	20,06	19,39	18,73	19,33	18,88	18,42	17,97	17,51	17,06	16,6
Resultado Final	16,88	22,12	20,1	19,42	21,6					

Tabla 11. Evolución de la senda Plan de Pérdidas corte 2023

Teniendo en cuenta que la senda del plan de pérdidas se modificó a partir del cuarto año (2022) y los resultados finales de los años 2022 y 2023, se vuelve latente el riesgo de estar incurriendo en una de las causales de cancelación automática del plan de pérdidas establecidas en el numeral 7.3.6.2 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018.

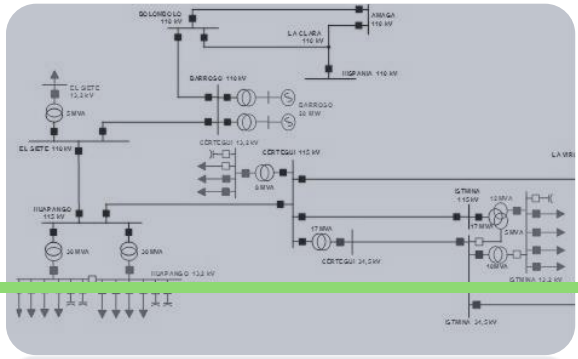
Ante este panorama, se deben tomar líneas de acción de ejecución rápida que permitan impactar significativamente las pérdidas administrativas y las causadas por alteraciones de la medida, y de esta manera para el cuarto año (2025) entrar en el cumplimiento de la senda y acogerse a lo establecido en el Artículo 5 de la Resolución 167 de 2020, Artículo 5. Aplicación de las causales para la suspensión del reconocimiento de los costos asociados a los planes, en el cual reza:

"Para los OR que hayan presentado su solicitud de aprobación de ingresos con base en la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018, no se aplicará esta causal de suspensión para el segundo y tercer año del plan de reducción de pérdidas. A partir del cuarto año del plan de reducción de pérdidas se siguen aplicando todas las disposiciones definidas en la Resolución CREG 015 de 2018."

5.11.6. Cómo está la organización en cuanto a los Requisitos del Código de Medida

El Código de Medida establece las condiciones técnicas y procedimientos que se deben tener en cuenta, para efectos de lectura, registro y recolección, actividades necesarias para la contabilización de las transacciones de energía eléctrica realizadas en el mercado mayorista. Si bien DISPAC cuenta con una Norma de Acometida y Medida, en cuanto a fronteras comerciales esta solo aborda la precisión requerida para los equipos de medida y del cumplimiento del código de medida en cuanto a especificaciones. Para lo relacionado con recolección y transmisión de datos, procedimiento ante equipos defectuosos, características de equipos y clase de medición, requisitos generales, disposiciones para los equipos existentes, certificación y habilitación de los equipos de medida, registro y comunicaciones, ensayo y mantenimiento, sistema de registro y transmisión de datos, características de los registradores y centros de recolección de datos, DISPAC no dispone de procedimientos que garanticen el cumplimiento de los requisitos establecidos en el Código de Medida.

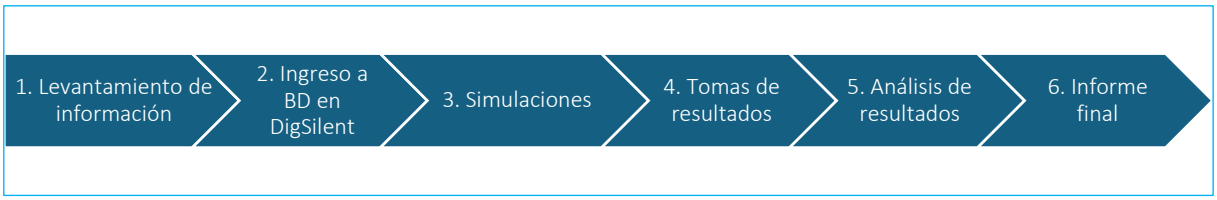
6. ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS



6.1. GENERALIDADES

El presente estudio tiene como objetivo realizar, con modelos matemáticos y estadísticos, las pérdidas técnicas en la red eléctrica propiedad de la Empresa Distribuidora del Pacifico - DISPAC. Los cálculos fueron realizados utilizando una metodología adaptada a la información técnica y base de datos de la red eléctrica de la empresa, permitiendo obtener, de forma muy precisa, las pérdidas técnicas tanto en volumen de energía (kWh-año) como en porcentaje.

Los conceptos básicos y las fórmulas para el cálculo de las pérdidas técnicas son los utilizados por las empresas del sector eléctrico en todo el mundo. De hecho, el software utilizado para calcular las pérdidas técnicas denominado DigSilent, está parametrizado para realizar el cálculo de pérdidas técnicas de cualquier red sin importar el nivel de tensión o voltaje a simular, una vez se ha ingresado la información que requiere el modelo eléctrico. El modelo utilizado, comprende de forma resumida, los siguientes subprocesos:



El modelo eléctrico desarrollado se construyó mediante un procedimiento de seis etapas para calcular las pérdidas en cada uno de los niveles de tensión: Alta Tensión, Media Tensión y Baja Tensión, utilizando información de los parámetros técnicos y la información operativa de la red de DISPAC.

6.2. INTRODUCCIÓN

Las pérdidas técnicas en una red eléctrica se refieren a la energía que se disipa durante el proceso de transformación, transporte y distribución de la electricidad a través de la red. Estas pérdidas son principalmente atribuibles al calentamiento de las líneas y transformadores ubicados entre las centrales de generación y los usuarios finales. Se producen debido a la resistencia eléctrica y otras características de los equipos eléctricos ante el flujo de corriente.

El cálculo de las pérdidas técnicas es esencial para el control, gestión y optimización de la energía suministrada al usuario final. Las empresas distribuidoras de energía deben considerar constantemente este aspecto, ya que, aunque no se puede eliminar por completo, existen estrategias para reducir y mejorar la eficiencia del sistema eléctrico.

Por otra parte, existen pérdidas no técnicas que obedecen principalmente a medición imprecisa, errores de facturación, la conexión del servicio de forma ilegal por parte de los usuarios, entre otros.

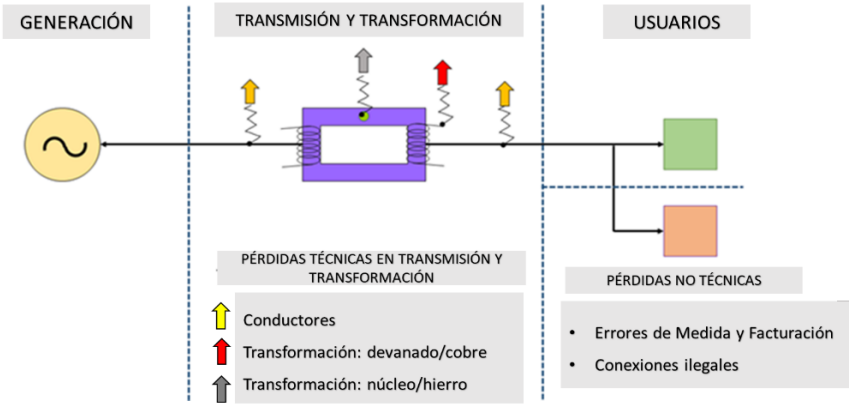


Ilustración 14. Proceso modelado

Un indicador de pérdidas de un dígito sugiere que la red eléctrica simulada está dimensionada adecuadamente en relación con su demanda y sus parámetros eléctricos, incluyendo las condiciones topológicas, operativas y las características eléctricas de la red.

Para cualquier empresa del sector eléctrico, mantener o reducir las pérdidas técnicas mientras se anticipa un crecimiento de la demanda es un desafío que deben abordar tanto las áreas técnicas como comerciales de las distribuidoras.

La metodología y el modelo eléctrico utilizado calculó las pérdidas técnicas en cada uno de los niveles de tensión AT, MT y BT, mediante flujos de cargas.

En este estudio, se llevó a cabo el cálculo de las pérdidas técnicas de todos los componentes de la red eléctrica de DISPAC mediante el uso del software DigSilent Power Factory, abreviado como "DigSilent", modelando el sistema, con la base de datos suministrado por la Empresa, que contiene los parámetros y datos operativos de la red (demanda, perfil de tensión y topologías).

6.3. METODOLOGÍA

Para determinar las pérdidas técnicas en el sistema eléctrico de DISPAC, se realizaron flujos de carga con el fin de obtener la corriente que circula por los conductores, lo que implica conocer la demanda de potencia del sistema. A continuación, se presentan las fórmulas básicas utilizadas por los softwares especializados en análisis de sistemas de potencia:

- Pérdidas Técnicas = Perdidas técnicas Conductores + Perdidas técnicas Transformadores
- Pérdidas técnicas Conductores = $I^2 * R$
- Pérdidas técnicas en Transformadores = Pérdidas en el cobre + Pérdidas en el hierro

Para cada nivel de tensión de la red eléctrica, se realizaron flujos de carga horarias basados en la información proporcionada por DISPAC. En total, se llevaron a cabo 72 flujos de carga, distribuidos en simulaciones de 24 horas para días ordinarios, sábados y festivos.

La red de Alta Tensión se construyó meticulosamente siguiendo los diagramas unifilares de cada subestación y parámetros eléctricos proporcionados, garantizando la coherencia y eficiencia del sistema eléctrico en su totalidad. La red de Media Tensión se desarrolló con precisión con base en la información detallada de los diversos tramos de líneas y transformadores MT/BT existentes, que conforman los distintos circuitos a nivel de 13,2 kV. Para integrar eficientemente esta amplia gama de datos en DigSilent, se diseñó una macro en Excel que facilita la carga directa de archivos en la plataforma, asegurando una integración fluida y precisa de la información.

Una vez parametrizada la red en formato DigSilent, se ingresaron todas las medidas de potencia activa y reactiva de la demanda promedio del año 2023 para los días ordinarios, sábados y festivos en todas las subestaciones del sistema eléctrico operado por DISPAC. Después de realizar los 72 flujos de carga y considerando que en el año 2023 hay un total de 8760 horas distribuidas entre días ordinarios, sábados y festivos, se procedió a calcular las horas restantes en el año. Posteriormente, se multiplicó esta cantidad de horas para obtener los resultados necesarios.

En la siguiente tabla, se pueden observar las cantidades de horas y días correspondientes para el año 2023, desglosadas de acuerdo con los diferentes tipos de días. Esta información proporciona una visión clara y detallada de la distribución del tiempo a lo largo del año, facilitando el análisis y la planificación del sistema eléctrico.

Días	Cantidad de días - Año 2023	Cantidad de horas - Año 2023	Cantidad de horas simuladas - Año 2023
Festivos	70	1680	1656
Sábados	52	1248	1224
Ordinarios	243	5832	5808
Total	**365**	**8760**	**8688**

Tabla 12. Horas simuladas

6.3.1. Herramientas utilizadas

- **DigSilent Power Factory V21. (software)**

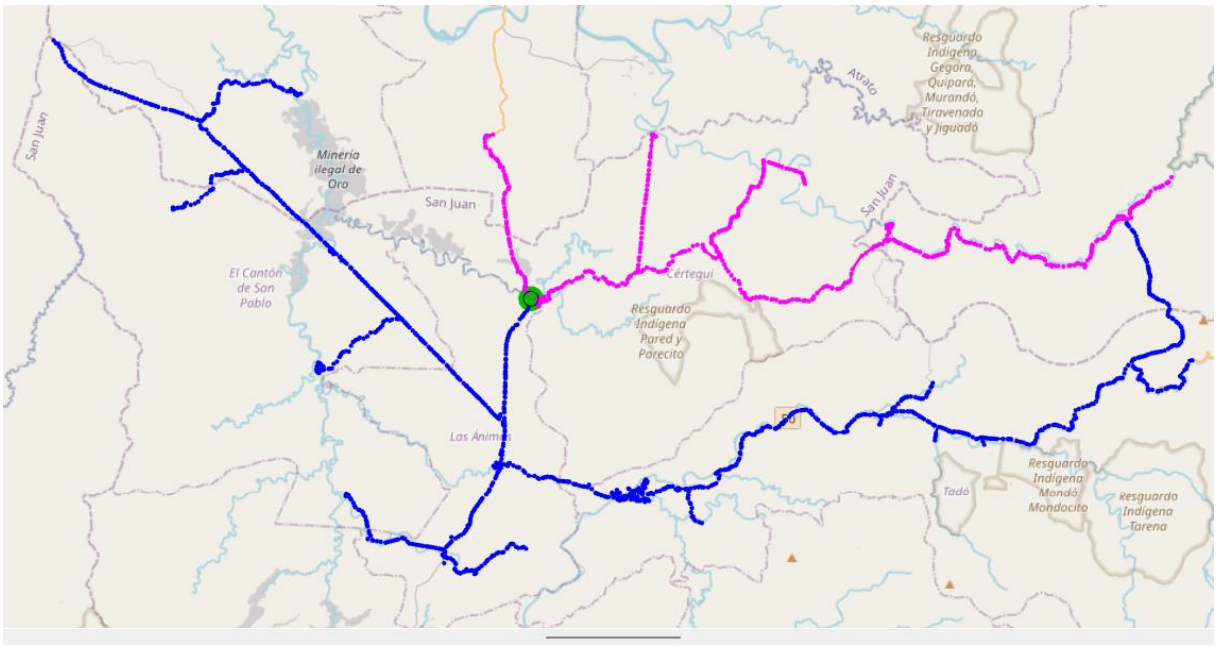


Ilustración 15. SE Certegui (DigSilent)

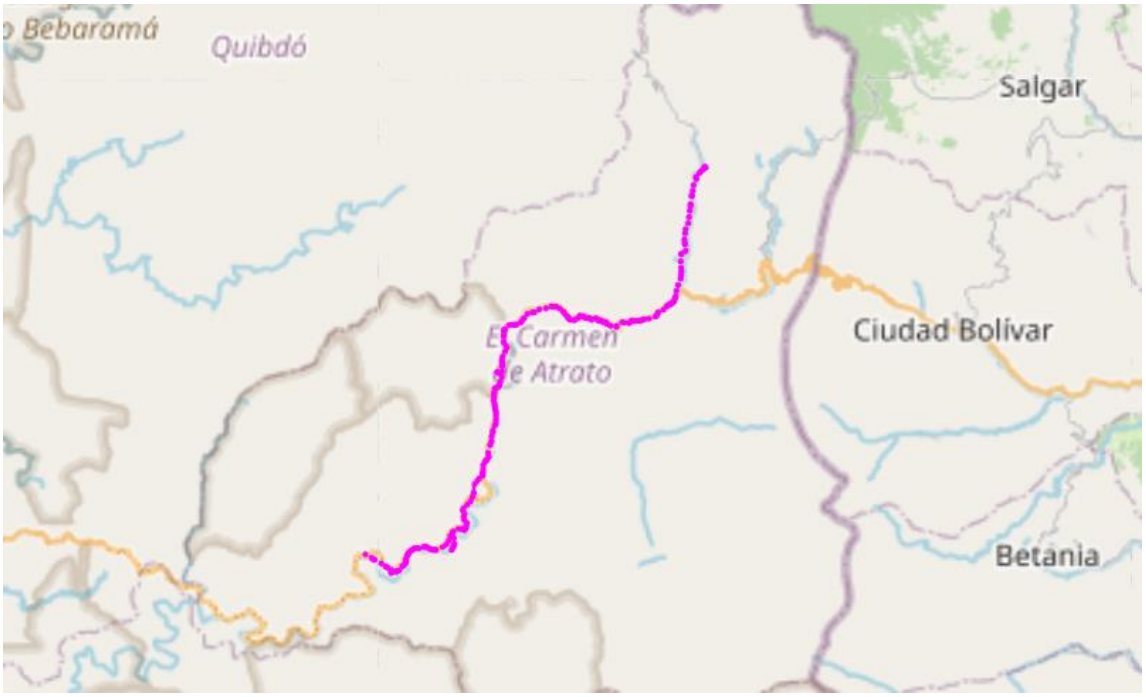


Ilustración 16. SE El Siete (DigSilent)

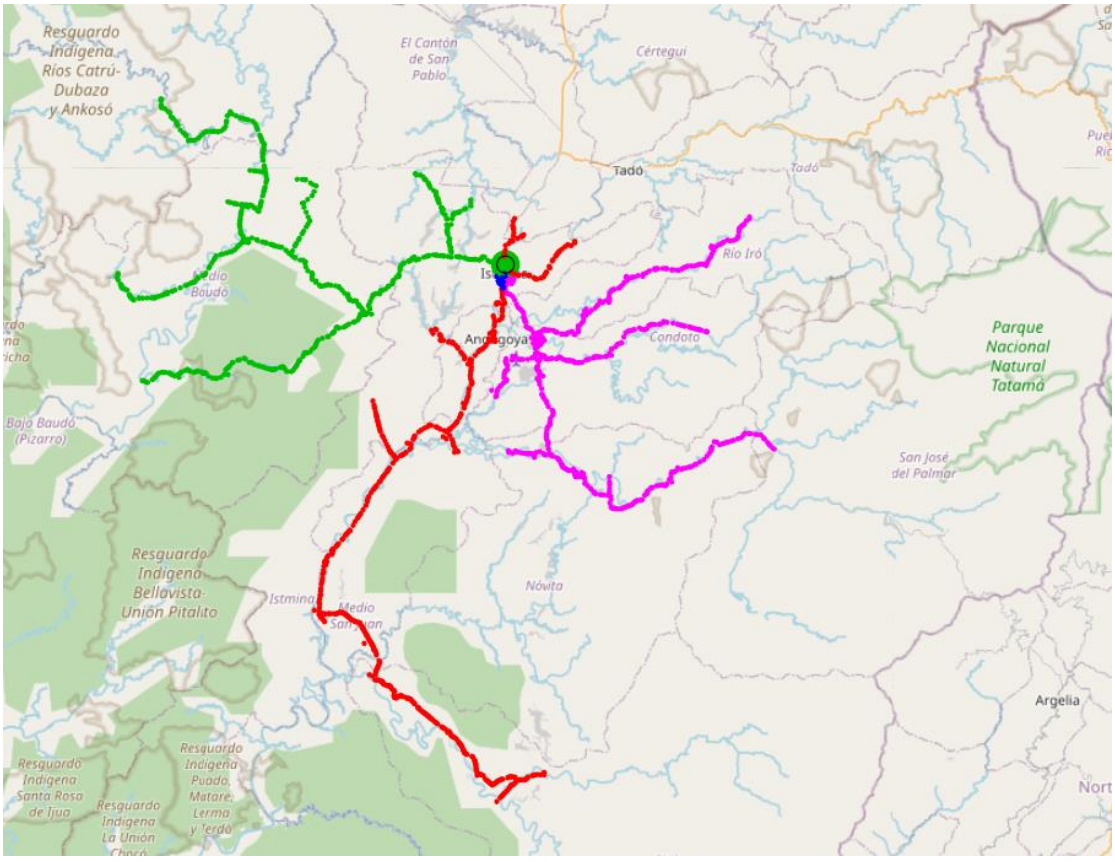


Ilustración 17. SE ISTMINA (DigSilent)

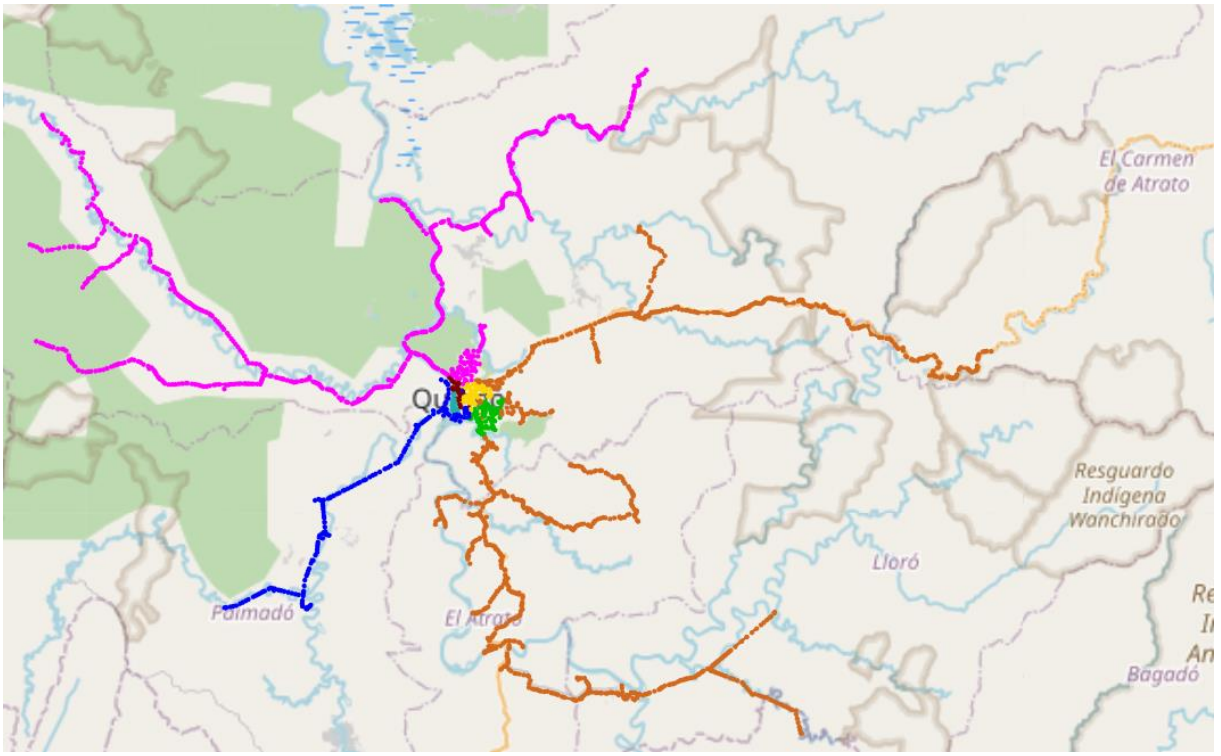
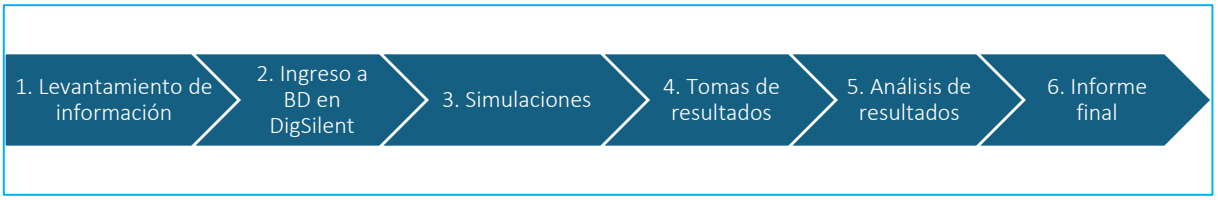


Ilustración 18. SE QUIBDO (HUAPANGO) (DigSilent)

El procedimiento para realizar el estudio de pérdidas técnicas se dividió en seis etapas:



6.3.2. Etapa 1 - Levantamiento de información

Para el desarrollo de la etapa inicial de este estudio se inició con la revisión y extracción de la información topológica, gráfica y de datos de la red de DISPAC.

Se organizan las bases de datos según la siguiente información:

- **Demandas**: Medidas 24 horas de la demanda promedio del año 2023 para los sábados, días festivos y días ordinarios en MW y MVar, para todas las cargas que eléctricamente se conectan en el sistema operado por DISPAC, reflejadas en las barras de las subestaciones. Las demandas de cada circuito y subestación, de forma horaria.

- **Parámetros**: Se revisaron los parámetros eléctricos de los transformadores y líneas de los niveles de tensión operados por DISPAC. Para los transformadores, se incluyeron los parámetros de pérdidas del cobre y pérdidas en el núcleo, mientras que para las líneas se emplearon los calibres de los conductores y las longitudes de los tramos, ambos parámetros suministrados por DISPAC.

- **Topología**: Para la red AT y MT se construyó su respectivo archivo en formato .DZ de DigSilent, en el que se puede corroborar la topología simulada directamente en el software.

Resumiendo, las tablas de información que se utilizaron fueron las siguientes:

a) Líneas: las líneas y tramos contienen la siguiente información:

- Name: Nombre de línea
- Busbar 1: nodo donde inicia la línea
- Busbar 2: nodo donde finaliza la línea
- Calibre del conductor
- Longitud de cada tramo de línea

b) Terminales o Nodos: contienen la siguiente información:

- Name: Nombre del Nodo/Terminal
- Tensión: Cada nodo debe estar referenciado al mismo nivel de tensión
- Coordenadas geográficas: coordenadas en formatos de Latitud y Longitud
- Coordenadas XY: Coordenadas X y Buscar para ubicación en plantilla DigSilent
- Matricula: Nombre o código del circuito al que pertenece el Nodo/Terminal
- Terminal de Referencia: Identificar con un código o nombre el Nodo/Terminal de la barra de la subestación

c) Cargas/Transformadores: contiene la siguiente información

- Name: Nombre de la Carga (Transformador)
- Busbar o Terminal de conexión
- Capacidad instalada: potencia instalada de la carga (Capacidad transformador en MVA)

d) Para las corridas de los flujos de carga y cálculo de pérdidas técnicas, la información necesaria sobre los parámetros de funcionamiento es:

- Curva de demanda (Curva de demanda horaria en P-Potencia Activa y Q-Potencia Reactiva)
- Factor de carga del transformador
- Perfil de tensión (Curva horaria de perfil de operación de voltaje en la barra de la subestación o del circuito).

6.3.3. Etapa 2 - Ingreso a Base de Datos (BD) de DigSilent

En la red de Alta Tensión se construyó la base de datos de alta con base en los parámetros eléctricos entregados por DISPAC. En la red de Media Tensión se desarrolló una macro en Excel que permite cargar o subir un archivo plano directamente a DigSilent la información fue suministrada por DISPAC.

Una vez parametrizada la red en formato DigSilent, se ingresan todas las medidas de potencia activa y reactiva para las 24 horas de la demanda promedio del año 2023 para los sábados, festivos y días ordinarios en todas las subestaciones y cargas del sistema eléctrico operado por DISPAC.

Después de ingresar las 72 horas y considerando que en el año 2023 hay un total de 8760 horas distribuidas entre días ordinarios, sábados y festivos, se procedió a calcular las horas restantes en el año. Posteriormente, se multiplicó esta cantidad de horas para obtener los resultados necesarios.

De igual manera se ingresan todos los parámetros eléctricos de líneas, transformadores y nodos, necesarios para ejecutar los flujos de carga en la herramienta de simulación.

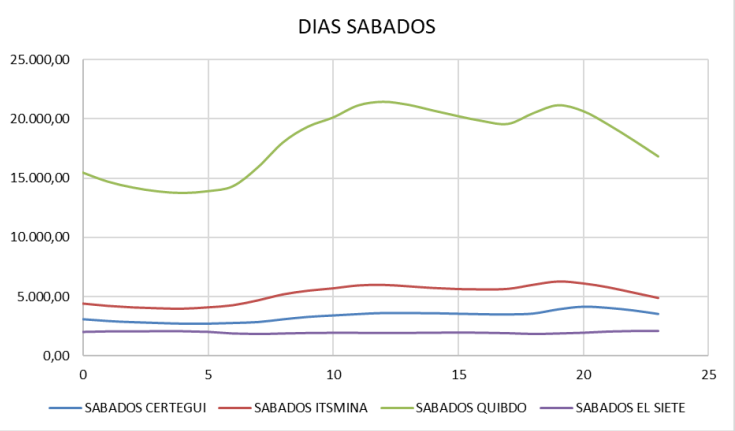


Ilustración 19. Demanda promedio kWh 2023 Subestaciones sábados

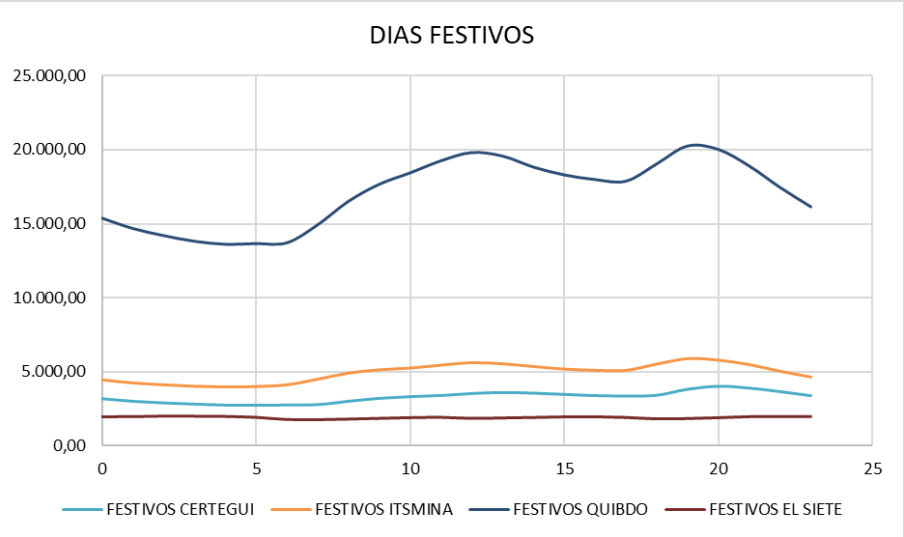


Ilustración 20. Demanda promedio kWh 2023 Subestaciones Festivos

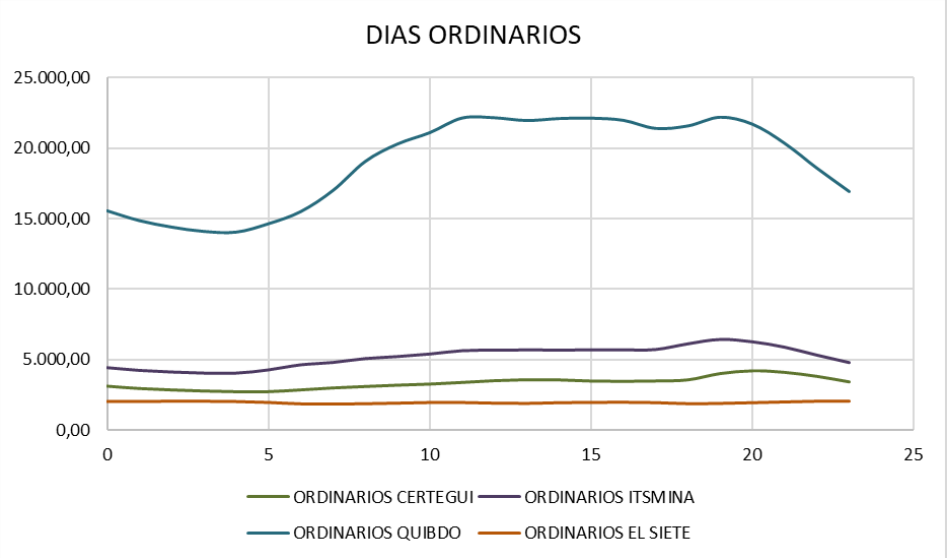


Ilustración 21. Demanda promedio kWh 2023 Subestaciones Días Ordinarios

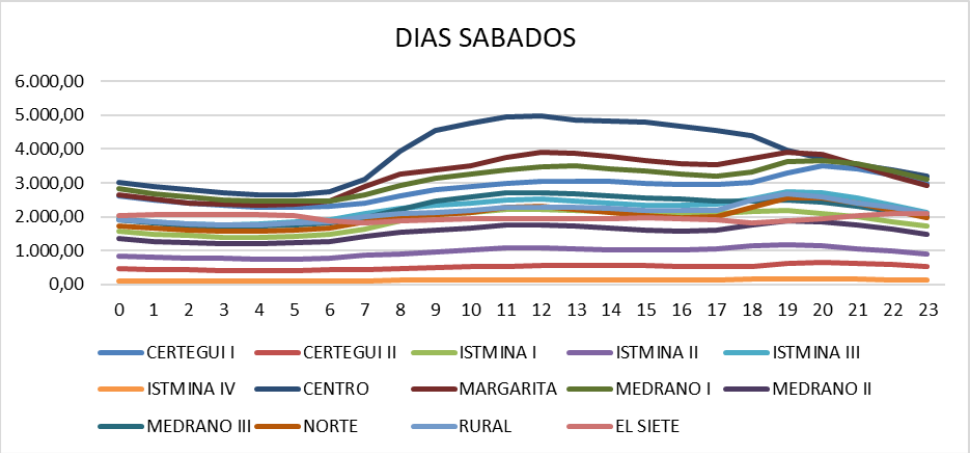


Ilustración 22. Demanda promedio kWh 2023 Circuitos Sábados

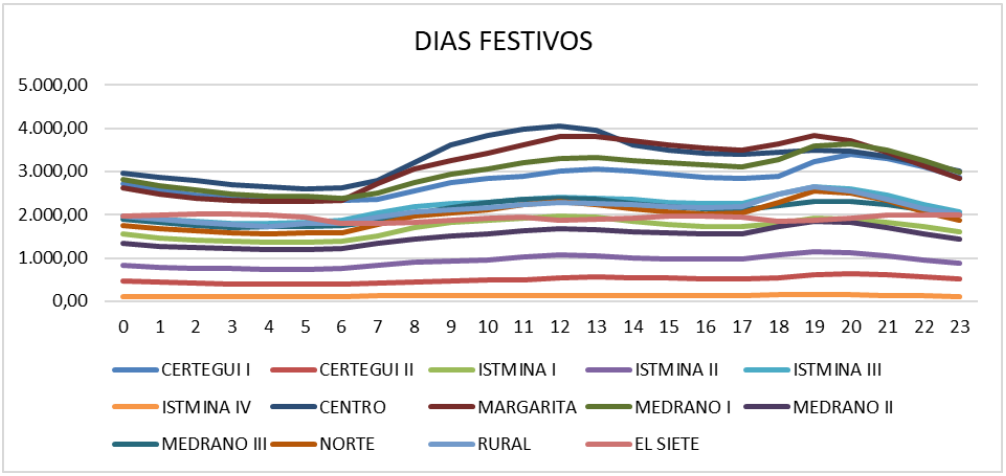


Ilustración 23. Demanda promedio kWh 2023 Circuitos Festivos

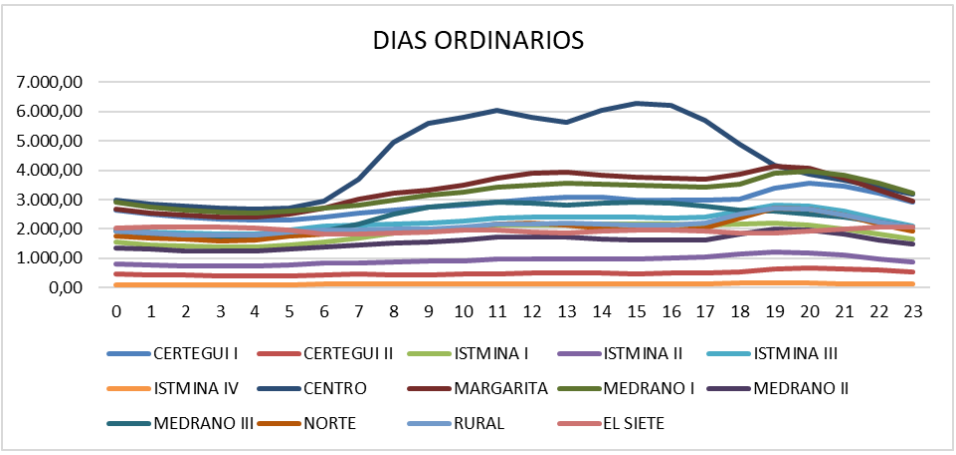


Ilustración 24. Demanda promedio kWh 2023 Circuitos días ordinarios

6.3.4. Etapa 3 - Simulación

Terminado el proceso de actualización de la Base de Datos en DigSilent, se procede con la simulación del sistema. En este punto del estudio se ejecutaron flujos de carga, para un periodo de 72 horas, que equivale a todas las 24 horas de los sábados, días festivos y días ordinarios del año 2023. Cabe destacar que ISES desarrolló un código denominado lenguaje de programación de DigSilent (DPL) para poder simular automáticamente las 8760 horas del año, empleando las demandas de todas las cargas incluidas en los archivos Excel .CSV, con los parámetros y consideraciones topológicas mencionadas en el presente estudio, así como los perfiles de tensión en las barras.

Esta herramienta permite automatizar las simulaciones para cualquier periodo de estudio seleccionado (hora, día, mes, año, etc.), ya que de otra manera estaríamos obligados a realizar una corrida por cada hora, e iterar 8760 veces para un año o el número de horas del periodo que se desee simular.

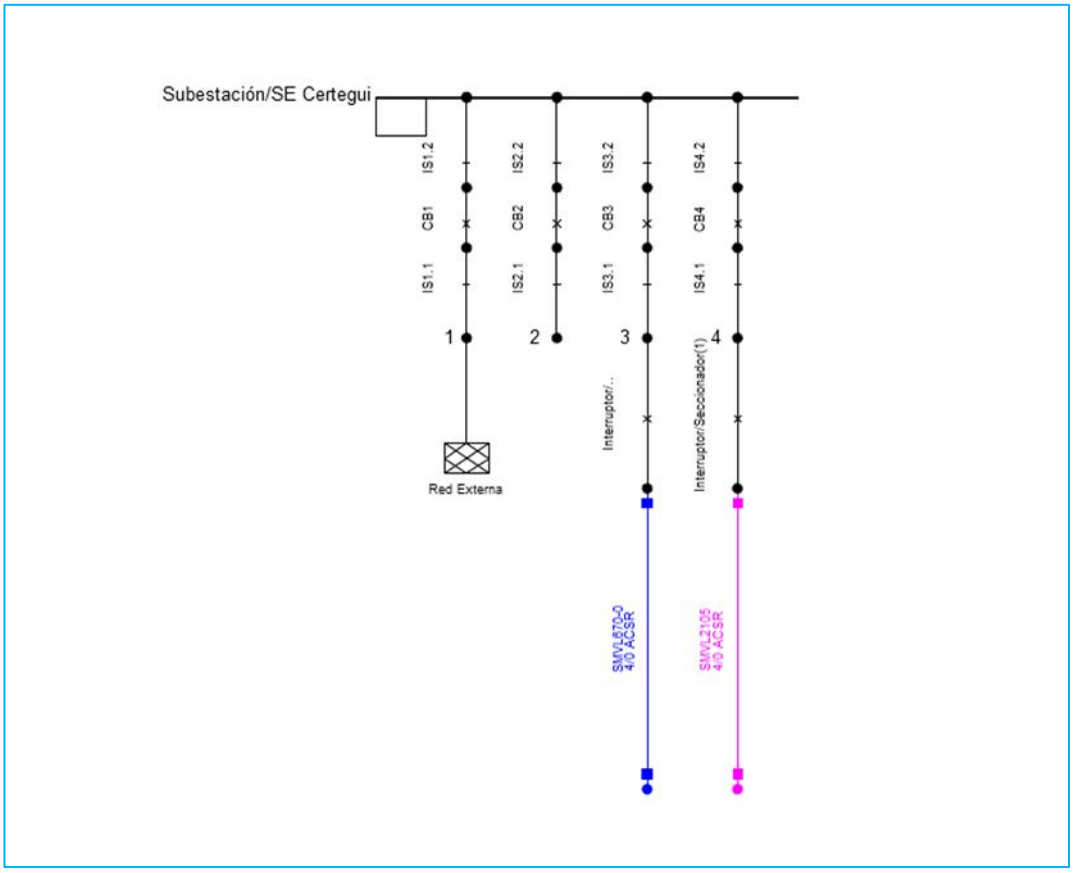


Ilustración 25. Software de simulación SE Certegui

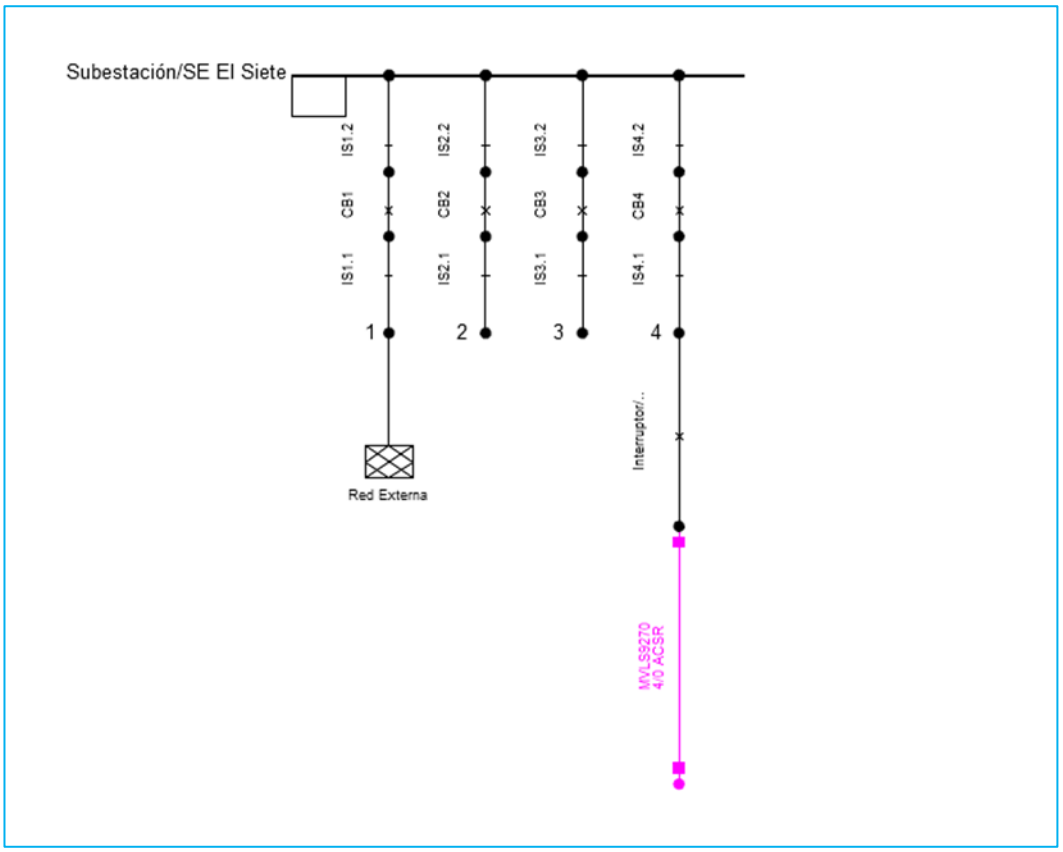


Ilustración 26. Software de simulación SE El Siete

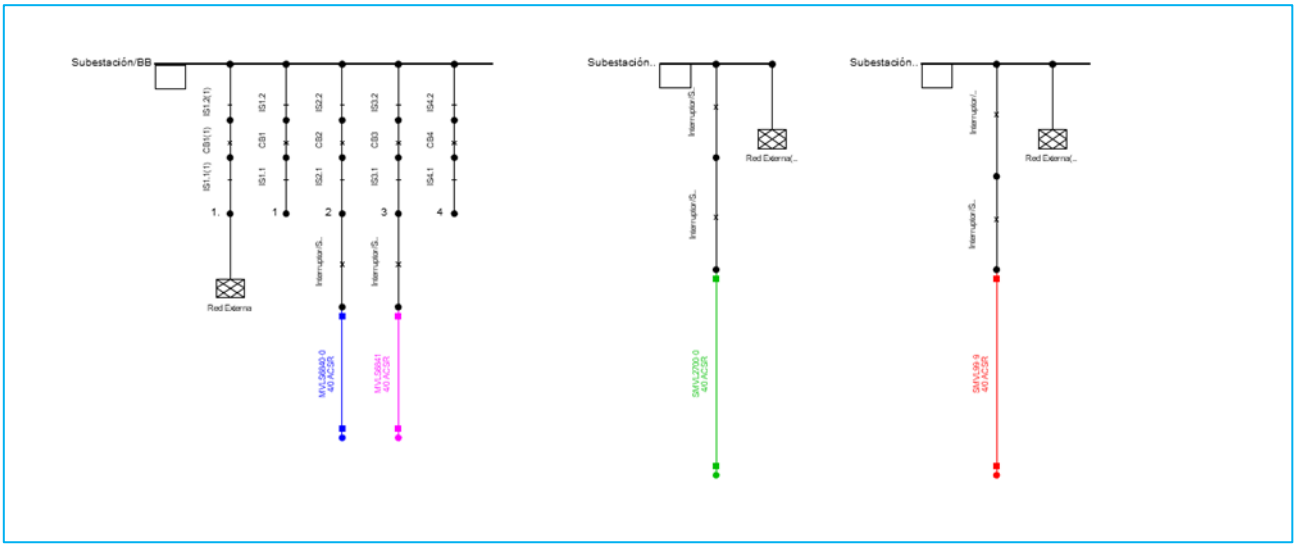


Ilustración 27. Software de simulación SE ISTMINA

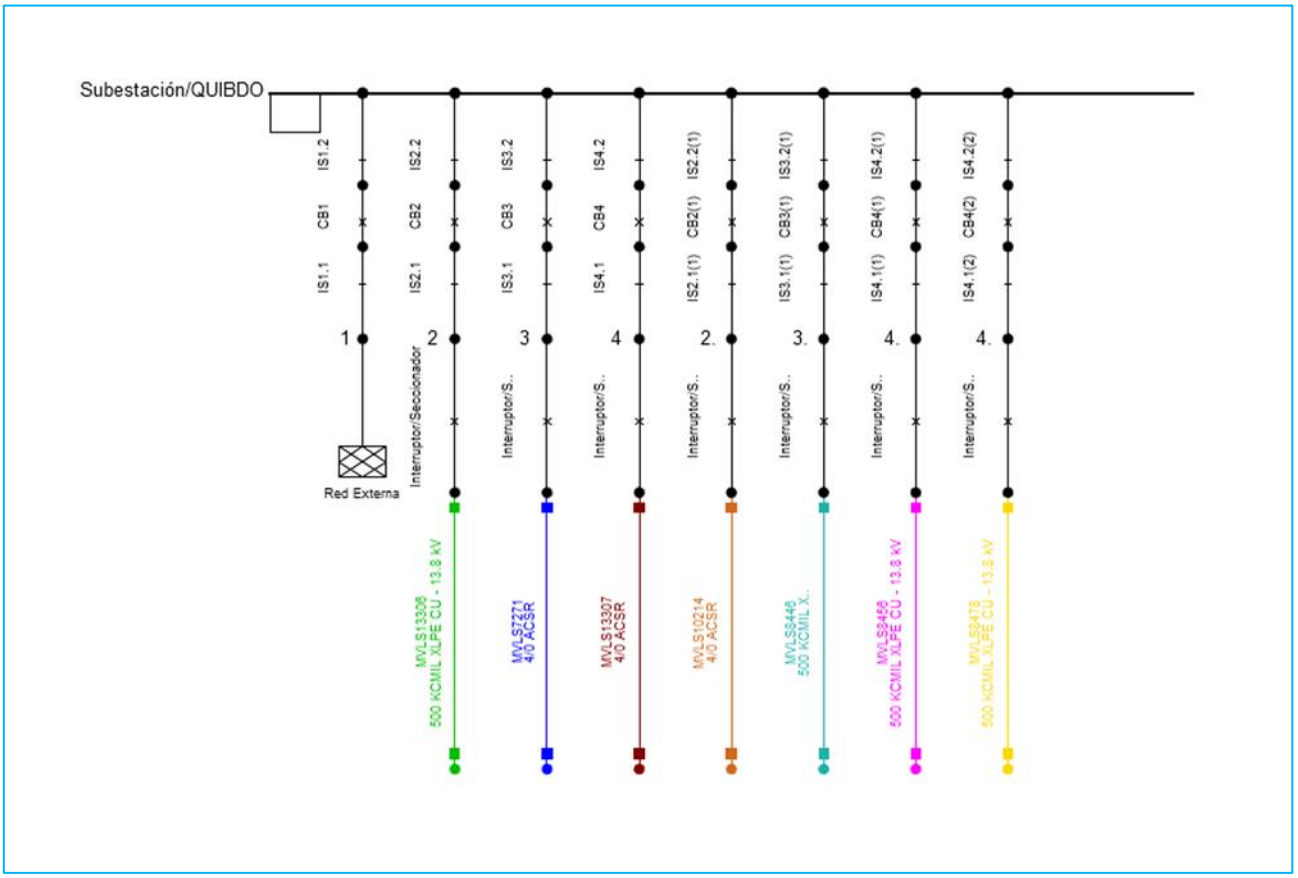


Ilustración 28. Software de simulación SE Quibdó

6.3.5. Etapa 4 - Toma de resultados

Finalizado la simulación o flujos de cargas, se extraen los resultados de energía y pérdidas técnicas para el sistema, líneas de transmisión de Alta, Media y Baja, así como de cada transformador de potencia.

6.3.6. Etapa 5 - Análisis de resultados

Una vez extraídos los datos resultantes de la simulación del sistema, se procede a realizar un análisis hora a hora de las potencias de cada circuito en todas las horas del año. Este análisis se realiza con el propósito de validar la convergencia de los resultados: es decir que el flujo de carga simulado corresponda a valores adecuados o aceptables en un sistema de red eléctrica. Seguidamente se proceden a tabular las pérdidas técnicas para cada elemento de la red, agrupadas en niveles de tensión, identificando de esta manera, los elementos que presentan mayores pérdidas técnicas en la red.

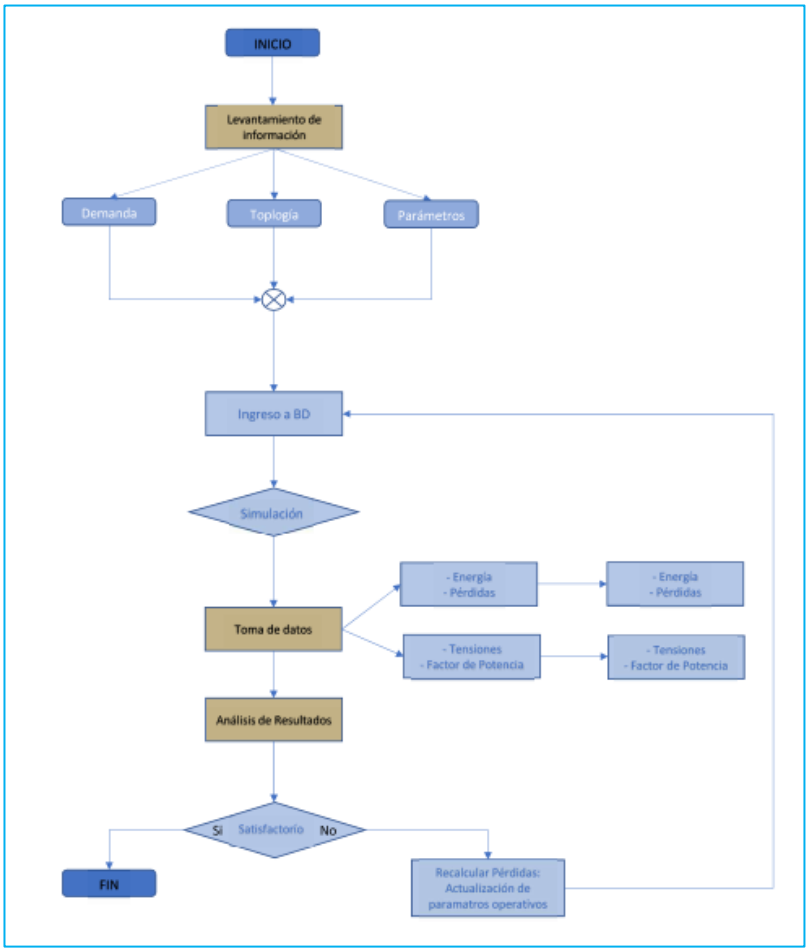
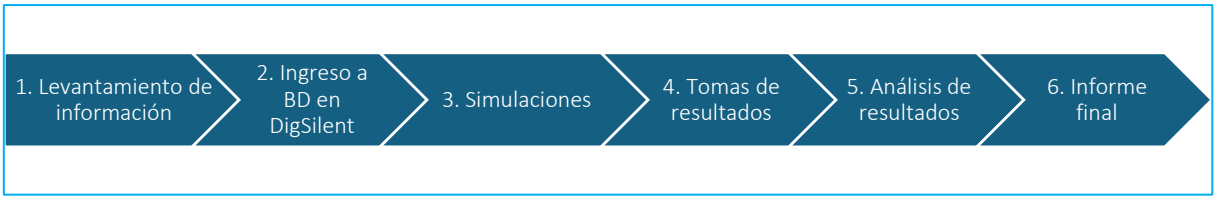


Ilustración 29. Flujograma de las etapas desarrolladas

6.3.6.1. Alta Tensión

El procedimiento para realizar el estudio de pérdidas técnicas en alta tensión sigue las mismas cinco etapas de la metodología descrita en capítulos anteriores:



En este nivel DISPAC suministró la topología de la red, los parámetros técnicos de líneas de transmisión y transformadores de potencia AT/MT. Para definir la demanda a simular, DISPAC entregó para el año 2023 los valores horarios de potencia activa y reactiva de cada alimentador o circuitos conectado a las barras de las subestaciones de la alta tensión.

Nombre	Subestación 1	Subestación 2	Nivel de tensión [kV]	Longitud [km]	Capacidad transporte nominal [A]	Capacidad transporte térmico [A]	Capacidad transporte emergencia [A]	R1 [Ohm/km]	X1 [Ohm/km]	B1 [uS/km]	R0 [Ohm/km]	X0 [Ohm/km]	B0 [uS/km]	Conductor
Línea Barroso - Bolombolo 1 110 kV	Barroso	Bolombolo	110	11,95	561	670	617	0,1208	0,4735	3,5187	0,2885	1,6888	2,0138	LINNET 336.4
Línea Barroso - El Siete 1 110 kV	Barroso	El Siete	110	28,55	400	670	617	0,1208	0,4735	3,5187	0,2885	1,6888	2,0138	LINNET 336.4
Línea El Siete - Quibdó 1 110 kV	El Siete	Quibdó	110	69,52	400	660	660	0,183	0,4701	3,489	0,4865	1,583	2,013	ACSR, 336.4 MCM
Línea Quibdó - Cértegui 1 115 kV	Quibdó	Cértegui	115	39,44	400	571	571	0,2081	0,4789	2,493	0,5116	1,592	2,493	ACSR, 336.4 MCM
Línea Cértegui - Istmina 1 115 kV	Cértegui	Istmina	115	25,12	200	571	240	0,2081	0,4789	2,493	0,5116	1,592	1,634	ACSR, 266.8 MCM
Línea La Virginia - Cértegui 1 115 kV	La Virginia	Cértegui	115	142,23	657	657	657	0,2848	0,4588	2,578	0,5883	1572	1,671	ACSR, 477 MCM

Tabla 13. Parámetros de líneas AT

Nombre	Subestación	Nivel de tensión HV [kV]	Nivel de tensión MV [kV]	Nivel de tensión LV [kV]	Capacidad HV [MVA]	Capacidad MV [MVA]	Capacidad LV [MVA]	Grupo de conexión	Impedancia HV-MV Secuencia +/o/1	Impedancia HV-LV Secuencia +/o/1	Impedancia MV-LV Secuencia +/o/1	Pérdidas Cu HV-MV [kW]	Pérdidas Cu HV-LV [kW]	Pérdidas Cu MV-LV [kW]
TRANSFORMADOR T1 - ISTMINA	ISTMINA	115	35	13,2	13	4	9	Dyn11	7,8231	4,5815	1,08	74,988	39,765	74,988

Tabla 14. Parámetros Transformador Tridevanados AT-MT

Subestación	Transformador	Marca	Potencia (MVA)	Tensión kV	Tipo	Imped. A-B	Grupo Conex	Tap opera	Lado Tap	Tensión Tap	Paso	Paso	Paso	Paso por	Alta - Baja	Alta - Media	Media - Baja
						Refer. Alta		bajo carga		nominal	Máx	Min	Nom	Tap (%)	(kW)	(kW)	(kW)
CÉRTEGUI	T1	WEG	8	115/13,2	Bidevanado	7,92	Dyn11	Si	Alta	115	17	1	9	1,25	66,9958		
	T2	SIEMENS	13	115/34,5	Bidevanado	8,43	Dyn11	Si	Alta	115	21	1	11	1	95,6014		
EL SIETE	T1	NISSIN ELECTRIC	5	110/13,2	Bidevanado	10,4	Dyn11	No	Alta	110	5	1	3	1,25	39,7649		
ISTMINA	T2	ALSTHOM	10	34,5/13,8	Bidevanado	7,15	Dyn11	Si	Alta	34,5	5	1	3	2,25	70,988		
QUIBDÓ	T1	WEG	30	115/13,2	Bidevanado	9,91	Dyn11	Si	Alta	115	17	1	9	1,25	144,187		
	T2	WEG	30	115/13,2	Bidevanado	9,99	Dyn11	Si	Alta	115	17	1	9	1,25	144,187		

Tabla 15. Parámetros Transformador Bidevanados AT-MT

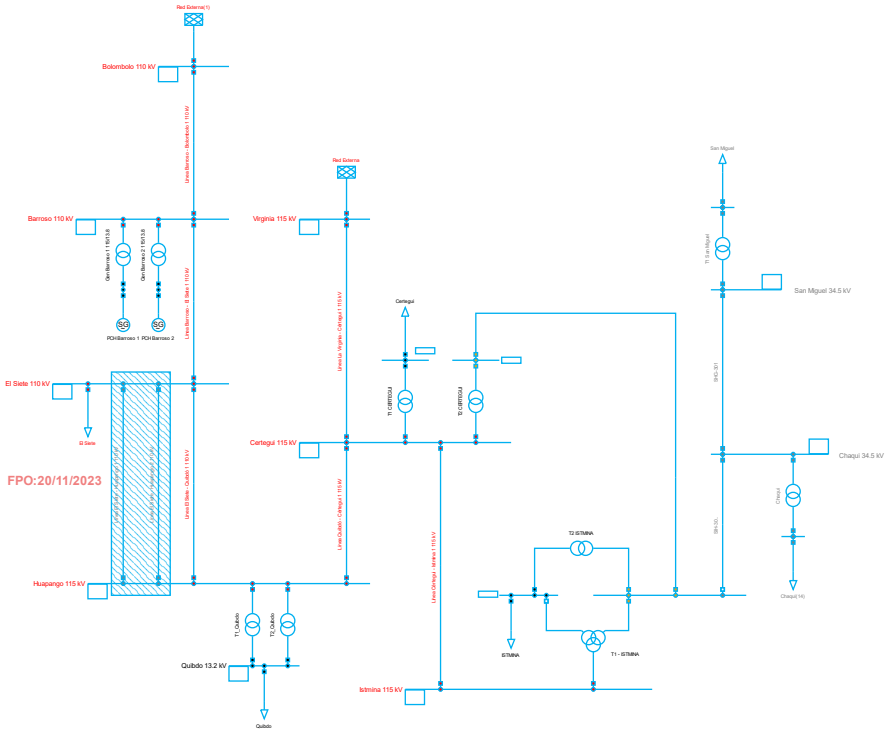


Ilustración 30. Unifilar red de Alta Tensión

La topología de la red de alta tensión (AT) de DISPAC muestra que la energía ingresa desde las subestaciones Bolombolo 115 kV y Virginia 115 kV, y se Transmite a través de las líneas Barroso - Bolombolo 1 110 kV, Barroso - El Siete 1 110 kV, El Siete - Quibdó 1 110 kV y La Virginia - Cértegui 1 115 kV.

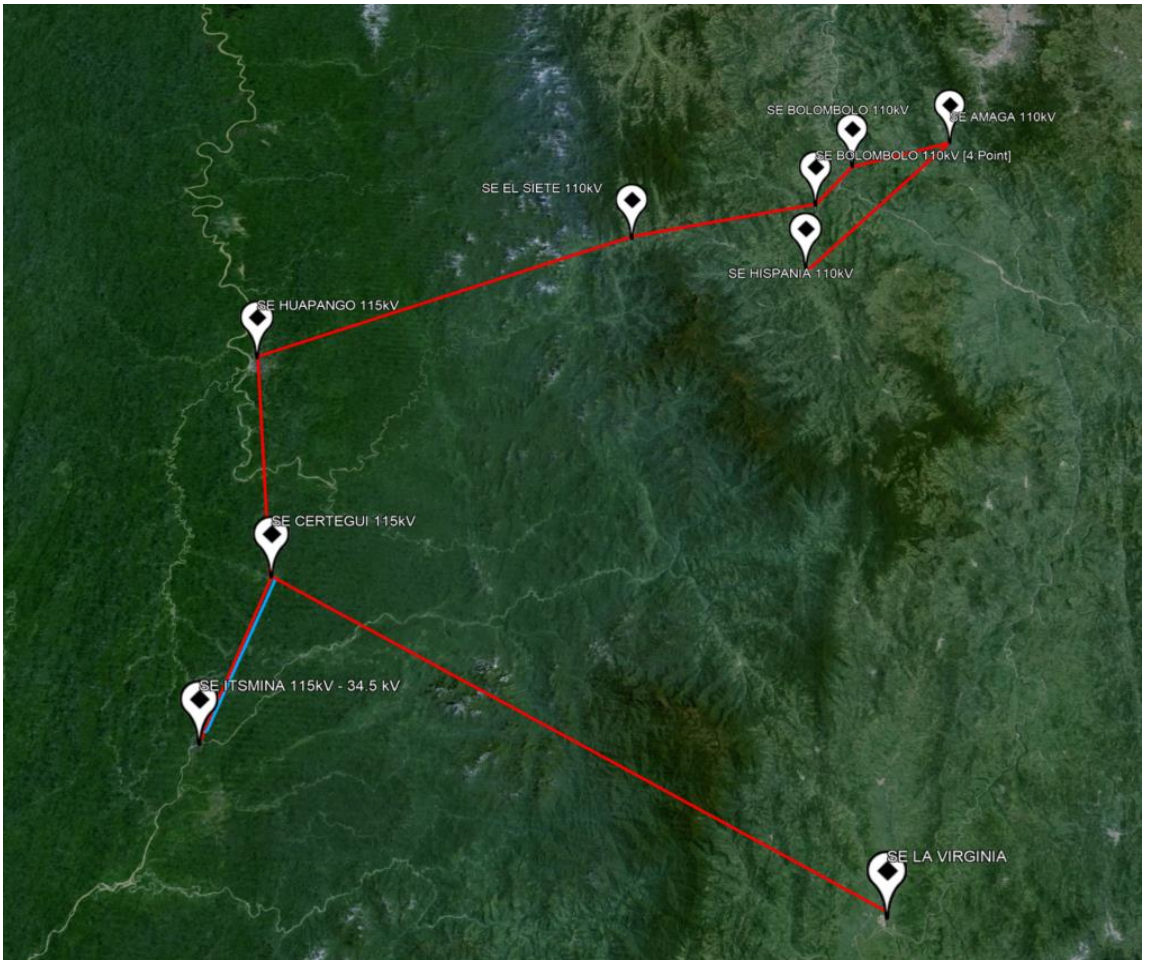
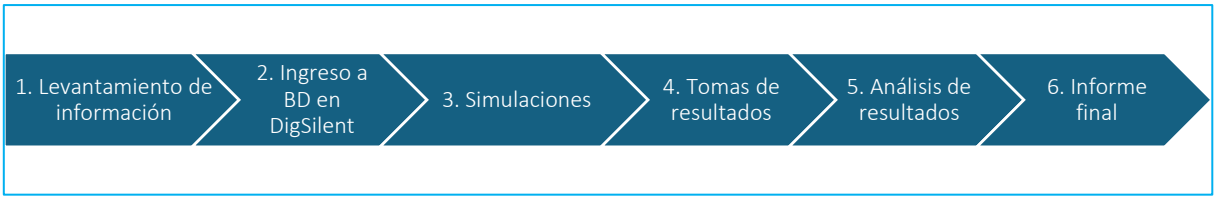


Ilustración 31. Georreferenciación de la red de AT DISPAC

6.3.6.2. Media Tensión

El procedimiento para realizar el estudio de pérdidas técnicas en medio voltaje también sigue las mismas cinco etapas de la metodología, que ya se describieron:



En este caso, DISPAC suministró las curvas 24 horas de demanda promedio de los circuitos para los sábados, festivos y días ordinarios, los cuales se importaron al software Digsilent y adicionalmente suministro la información técnica de los calibres, distancias y georreferenciación de los 14 circuitos que opera Dispac.

Circuito	Conductor	Long (km)
SC-201	1/0 ACSR	35,095
	1/0 ECO	0,0952
	2 ACSR	26,866
	2/0 ACSR	70,8059
	2/0 ECO	0,1594
	4/0 ACSR	68,2182
	4/0 ECO	0,0753
	8 AWG	0,0347
	C-XLPE 4/0	0,0497
Total SC-201		**201,3994**

Circuito	Conductor	Long (km)
SI-203	1/0 ACSR	30,0115
	1/0 ECO	0,0415
	2 ACSR	79,7092
	2/0 ACSR	16,141
	4/0 ACSR	35,4074
	4/0 ECO	1,2293
	8 AWG	0,024
	C-Triplex Nº 2/0	0,0031
	C-XLPE 4/0	0,017
Total SI-203		**162,584**

Circuito	Conductor	Long (km)
SQ-201	1/0 ACSR	2,7801
	1/0 ECO	2,1209
	2 ACSR	0,0756
	2*4/0 C-XLPE	0,0262
	2/0 ACSR	0,2247
	2/0 ECO	0,1678
	4/0 ACSR	3,4154
	4/0 ECO	2,0801
	8 AWG	0,024
	C-XLPE 1/0	0,2527
	C-XLPE 4/0	0,0488
Total SQ-201		**11,2163**

Circuito	Conductor	Long (km)
SC-202	1/0 ACSR	7,5996
	2 ACSR	24,6713
	2/0 ACSR	31,2754
	2/0 ECO	6,0962
	4/0 ACSR	19,0798
	4/0 ECO	0,1769
	8 AWG	0,016
	C-XLPE 4/0	0,052
Total SC-202		**88,9672**

Circuito	Conductor	Long (km)
SI-204	1/0 ACSR	12,5816
	1/0 ECO	45,1264
	2 ACSR	26,0915
	2/0 ACSR	71,112
	2/0 ECO	0,0232
	4/0 ACSR	6,297
	4/0 ECO	1,1946
	8 AWG	0,5051
	C-XLPE 4/0	0,0225
Total SI-204		**162,9539**

Circuito	Conductor	Long (km)
SQ-202	1/0 ACSR	9,5933
	1/0 ECO	0,3328
	2 ACSR	8,8614
	2*4/0 C-XLPE	0,0243
	2/0 ACSR	1,5855
	2/0 ECO	36,1493
	4/0 ACSR	85,9663
	4/0 ECO	6,2216
	8 AWG	0,008
Total SQ-202		**148,7425**

Circuito	Conductor	Long (km)
SE-201	1/0 ACSR	31,5737
	1/0 AWG	0,6089
	1/0 ECO	1,7682
	2 ACSR	0,1456
	2/0 ACSR	0,5747
	4/0 ACSR	2,937
	C-XLPE 4/0	0,0253
Total SE-201		**37,6334**

Circuito	Conductor	Long (km)
SM-201	1/0 ACSR	4,2219
	1/0 ECO	1,3264
	2 ACSR	4,7322
	2 ECO	0,0577
	2*4/0 C-XLPE	0,0259
	2/0 ACSR	11,8946
	2/0 ECO	0,3749
	4/0 ACSR	0,2764
	4/0 ECO	2,1705
	8 AWG	0,0404
Total SM-201		**25,1209**

Circuito	Conductor	Long (km)
SQ-203	1/0 ACSR	1,2901
	1/0 ECO	0,9909
	2 ACSR	2,49
	2 ECO	0,0296
	2*4/0 C-XLPE	0,0475
	2/0 ACSR	13,4303
	4/0 ACSR	0,1926
	4/0 ECO	0,585
	8 AWG	0,1258
	C-Triplex Nº 2/0	0,001
	C-XLPE 1/0	0,0206
	C-XLPE 4/0	0,0111
	WASWING 266.8 ECO	1,9076
	XLPEW-TR 185mm2 AAC(2)CPR	0,6592
Total SQ-203		**21,7813**

Circuito	Conductor	Long (km)
SI-201	1/0 AAAC	0,0027
	1/0 ACSR	0,0917
	2 ACSR	0,2421
	2/0 ACSR	5,2657
	2/0 ECO	1,68
	4 AWG	0,0522
	4/0 ECO	2,3179
	8 AWG	0,0272
	C-XLPE 4/0	0,0166
Total SI-201		**9,6961**

Circuito	Conductor	Long (km)
SM-202	1/0 AAAC	1,5504
	1/0 ACSR	27,8819
	1/0 ECO	0,741
	2 ACSR	7,9738
	2/0 ACSR	2,2894
	2/0 ECO	0,2107
	4/0 ECO	2,9775
	8 AWG	0,032
	C-XLPE 4/0	0,004
Total SM-202		**43,6607**

Circuito	Conductor	Long (km)
SQ-204	1/0 ACSR	24,8448
	1/0 AWG	0,3045
	1/0 ECO	7,2195
	2 ACSR	89,6281
	2 ECO	0,2626
	2/0 ACSR	43,0518
	2/0 ECO	0,3973
	4/0 ACSR	22,0497
	4/0 ECO	0,7803
	8 AWG	0,04
	C-XLPE 1/0	0,0735
	C-XLPE 4/0	0,0196
	WASWING 266.8 ECO	0,2052
Total SQ-204		**188,8769**

Circuito	Conductor	Long (km)
SI-202	1/0 ACSR	0,1218
	1/0 AWG	0,0627
	1/0 ECO	0,2042
	2 ACSR	83,951
	2/0 ACSR	76,3466
	2/0 ECO	0,181
	4/0 ECO	0,9367
	8 AWG	0,008
	C-XLPE 4/0	0,0115
Total SI-202		**161,8235**

Circuito	Conductor	Long (km)
SM-203	1/0 AAAC	0,3248
	1/0 ACSR	3,5652
	1/0 ECO	1,3055
	2 ACSR	1,2017
	2/0 ACSR	1,3942
	2/0 ECO	0,0662
	4/0 ACSR	0,5645
	4/0 ECO	1,5662
	8 AWG	0,0239
	C-XLPE 4/0	0,0314
Total SM-203		**10,0436**

Tabla 16. Parámetros circuitos MT

6.3.6.3. Baja Tensión

Para realizar el estudio de pérdidas técnicas en la red de baja tensión del operador de red DISPAC, se siguió la siguiente metodología:

6.3.6.3.1. Recolección de Datos de Transformadores de Distribución MT/BT

Se obtuvo la información de la capacidad nominal de los transformadores de distribución MT/BT de la red de baja tensión proporcionada por DISPAC.

Trafo	Circuito														
kVA	SC-201	SC-202	SE-201	SI-201	SI-202	SI-203	SI-204	SM-201	SM-202	SM-203	SQ-201	SQ-202	SQ-203	SQ-204	Total
5	20	5	12		2	8	6							30	**83**
10	24	6	2		1	2	12	1				5		37	**90**
15	49	11	1	5	16	28	25	3	4	1	1	11	1	75	**231**
25	54	8	5	11	22	45	29	13	11	4	4	25	5	62	**298**
30	14	1		7	12	8	33	13	4	10	11	10	3	17	**143**
37,5	44	16	1	12	18	37	16	22	15	1	7	53	13	50	**305**
45	13	2		10	3	18	19	18	8	17	34	7	21	28	**198**
50	53	15		13	18	45	7	30	27	8	17	43	41	49	**366**
75	67	18	1	35	28	53	18	59	31	47	65	36	65	44	**567**
100	1										2				**3**
112,5				4	2	5		15	1	16	39	2	6	16	**106**
130						1									**1**
150	2			2		1		3	3	5	3		3	5	**27**
225						1		7	3	1	6		1	2	**21**
300				1		1				1	1		2		**6**
315											1				**1**
400										1	1				**2**
500											1		1		**2**
630	1									1	1				**3**
750										1			2		**3**
800								1			1				**2**
1000													1		**1**
2000			1												**1**

Tabla 17. Transformadores MT/BT

6.3.6.3.2. Determinación de la Carga de los Transformadores

Se asumió que los transformadores de distribución están cargados al 50% de su capacidad nominal para el cálculo de las pérdidas.

6.3.6.3.3. Obtención de Datos de Pérdidas en el Cobre

Se buscaron datos típicos de pérdidas en el cobre (pérdidas resistivas) para cada transformador dependiendo de tu capacidad nominal.

6.3.6.3.4. Cálculo de Pérdidas Diarias en kWh

Para cada transformador, se calculó la pérdida diaria en kWh utilizando la siguiente fórmula:

Pérdidas diarias en kWh=Pérdidas en cobre×24 horas.

6.3.6.3.5. Cálculo de Pérdidas Anuales en kWh:

Las pérdidas diarias en kWh se multiplicaron por 365 días para obtener las pérdidas anuales en kWh:

Pérdidas anuales en kWh=Pérdidas diarias en kWh×365Perdidas anuales en kWh=Pérdidas diarias en kWh×365

6.3.6.3.6. Suma de las Pérdidas Anuales de Todos los Transformadores:

Se sumaron las pérdidas anuales de todos los transformadores de distribución para obtener el total de pérdidas en kWh/año en la red de baja tensión.

Este procedimiento permitió calcular de manera precisa y sistemática las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución de la red de baja tensión de DISPAC, proporcionando una visión clara del total de energía perdida anualmente debido a las pérdidas en el cobre.

Para este proceso se agruparon los Transformadores MT/BT por su potencia nominal, se toma la muestra de un transformador de cada potencia y se extrapola al total de transformadores de las mismas características, arrojando las pérdidas totales por cada tipo y en general las pérdidas totales para MT/BT.

6.4. RESULTADOS PÉRDIDAS TÉCNICAS

Utilizando la metodología indicada en el capítulo 3, se calculó las pérdidas técnicas de la red eléctrica de DISPAC. En los siguientes capítulos se presenta la distribución de pérdidas, se observa que las líneas de Alta Tensión son los que presentan mayor aporte a las pérdidas del sistema con respecto a MT y BT.

6.4.1. Alta Tensión

En alta tensión se modelaron 7 líneas de transmisión y 6 transformadores AT/MT los cuales fueron parametrizados en el software DigSilent con sus atributos eléctricos a partir de la información suministrada por DISPAC.

6.4.1.1. Transformadores AT/MT

A continuación, se presenta el resultado de las pérdidas técnicas de los transformadores de alta tensión simulados y las líneas de transmisión a nivel 115 kV.

Subestación	Energía Demanda [KWh] Año 2023	Pérdidas Energía Calculada [KWh] (Año 2023)	[%] Pérdida propia Año 2023(Control de energía)
T1 - ISTMINA	20.358.511,93	319.030,62	1,57%
T1 CÉRTEGUI	29.379.505,54	135.819,92	0,46%
T1_Quibdó	83.680.772,35	167.007,31	0,20%
T2 CÉRTEGUI	26.228.893,43	57.300,29	0,22%
T2 ISTMINA	45.696.978,73	241.314,71	0,53%
T1_Quibdó	82.997.596,74	164.343,24	0,20%
TOTAL	288.342.258,72	1.084.816,09	0,38%

Tabla 18. Pérdidas técnicas transformadores

De la tabla anterior se observa que los porcentajes de pérdidas calculados producto de la relación entre la energía pérdidas anual y la energía transformada anual por cada transformador de potencia son inferiores al 1%, siendo el valor más alto de 0,53% y el menor valor 0,2%. A Diferencia del T1 - ISTMINA que presenta 1,57% de perdidas, esto debido a la alta demanda que debe alimentar. La magnitud de estos porcentajes corresponde a valores típicos de la transformación en alta tensión.

6.4.1.2. Líneas Alta Tensión

Subestación	Energía Demanda [KWh] Año 2023	Pérdidas Energía Calculada [KWh] (Año 2023)	[%] Pérdida propia Año 2023 (Control de energía)
Línea Barroso - Bolombolo 1 110 kV	103.480.006,45	296.110,15	0,29%
Línea Barroso - El Siete 1 110 kV	277.507.891,55	2.541.896,85	0,92%
Línea Cértegui - Istmina 1 115 kV	20.358.503,17	23.663,20	0,12%
Línea El Siete - Quibdó 1 110 kV	257.837.265,33	8.149.966,09	**3,16%**
Línea La Virginia - Cértegui 1 115 kV	5.492.109,53	228.793,13	**4,33%**
Línea Quibdó - Cértegui 1 115 kV	83.008.621,44	1.525.930,96	**1,84%**
SCI-301	25.657.491,53	514.104,05	**2,00%**
TOTAL	773.341.888,98	13.280.464,44	1,72%

Tabla 19. Pérdidas técnicas tramos líneas de transmisión 115 kV

A nivel de las líneas de transmisión, se encontraron pérdidas técnicas que varían entre el 4,33% y el 0,12%. Esta diversidad en los porcentajes se debe a las múltiples variables que influyen en el cálculo de las pérdidas técnicas para líneas de transmisión, como el calibre, la distancia, la topología de la red y la energía transportada (kWh/año).

6.4.1.3. Pérdidas totales AT

Energía Demanda [KWh] Año 2023	Pérdidas Energía Calculada [KWh] (Año 2023)	[%] Pérdida propia Año 2023 (Control de energía)	Índice de referencia perdidas eficientes CREG 108 de 2009
1.061.684.147,70	14.365.280,53	1,35%	0,04%

Tabla 20. Pérdidas técnicas total AT

Los resultados de las pérdidas totales en Alta Tensión (AT) superan considerablemente el índice de referencia de pérdidas eficientes estipulado por la CREG 108 de 2009. Sin embargo, en una visión global, el porcentaje de pérdidas técnicas para la red de AT es relativamente bajo. Esto se debe a la inclusión de la alimentación de la demanda operada por DISPAC desde la SE Bolombolo 110 kV. Adicionalmente, la PCH Barroso 1 y la PCH Barroso 2 ayudan a atender la demanda sin tener que importar energía desde el STN. Sin embargo, para reducir las pérdidas en la red de AT y acercarse al índice de referencia, es necesario evaluar futuros proyectos en el Plan de Expansión de la red de AT de DISPAC. Estos proyectos pueden incluir la creación de nuevas líneas de transmisión para enmallar la red, la construcción de nuevas subestaciones para reducir las distancias de las líneas de transmisión y la implementación de generación con puntos de conexión en niveles 4 y 3.

6.4.2. Media Tensión

Para Media Tensión se modelaron en DigSilent 14 circuitos, de las cuales realizamos flujos de carga de 24 horas para los sábados, festivos y días ordinarios del año 2023 y luego se multiplicaron el total de sábados, el total de festivos y domingos y el total de días ordinarios del año en mención.

Circuito	Energía Demanda [KWh] Año 2023	Pérdida Energía Calculada [KWh] (Año 2023)	[%] Pérdida propia Año 2023(Control de energía)
SC-201	24.816.182,46	1.095.016,88	**4,41%**
SC-202	4.358.946,15	48.177,85	1,11%
SE-201	17.099.509,18	517.685,96	3,03%
SI-201	16.073.955,71	109.345,72	0,68%
SI-202	8.207.150,95	278.790,40	3,40%
SI-203	19.674.534,53	703.260,00	3,57%
SI-204	1.109.031,88	4.357,58	0,39%
SM-201	27.682.936,53	760.415,79	2,75%
SM-202	13.577.498,94	130.777,55	0,96%
SM-203	20.236.457,04	81.608,16	0,40%
SQ-201	35.686.304,84	371.447,95	1,04%
SQ-202	17.659.030,62	97.721,49	0,55%
SQ-203	28.592.787,98	299.943,10	1,05%
SQ-204	18.580.442,03	444.165,12	2,39%

Tabla 21. Pérdidas por circuito

Energía Demanda [KWh] Año 2023	Pérdidas Energía Calculada [KWh] (Año 2023)	[%] Pérdida propia Año 2023 (Control de energía)	Índice de referencia perdidas eficientes CREG 108 de 2009
253.354.769	4.942.714	1,95%	2,02%

Tabla 22. Pérdidas técnicas total MT

Se realizaron análisis detallados de la relación entre las longitudes de los circuitos, las tensiones operativas, el tipo de calibre, la energía demandada y las pérdidas técnicas calculadas. Se concluye que estas variables están directamente relacionadas. Los circuitos que presentan un índice de pérdidas técnicas superior al 2,02% comparten características comunes, tales como ser circuitos extensos, tener una demanda de energía muy alta o un calibre con capacidad de corriente muy baja.

Para reducir las pérdidas técnicas que superan el índice de referencia de pérdidas eficientes establecido por la CREG 108 de 2009, se recomienda implementar las siguientes medidas:

- Reconductar los tramos de la red con baja capacidad de corriente.
- Fomentar la autogeneración tanto a pequeña como a gran escala, así como la Generación Distribuida.
- Construir nuevas subestaciones.
- Redistribuir la demanda entre los circuitos alimentados desde la misma subestación.

Estas acciones ayudarían a mejorar la eficiencia y reducir las pérdidas técnicas en la red eléctrica de DISPAC. Sin embargo, es importante resaltar que el total de las pérdidas técnicas calculadas para Media Tensión cumplen con el índice de referencia de pérdidas eficientes establecido por la CREG 108 de 2009.

6.4.3. Baja Tensión Transformadores MT-BT

Siguiendo la metodología descrita en el numeral 6.3, se calcularon las pérdidas técnicas de los 2460 transformadores de distribución MT-BT, que incluyen transformadores con capacidades desde 10 kVA hasta 800 kVA. Las pérdidas técnicas calculadas ascienden a un total de 519,920 kWh/año.

Circuito	Cantidad de Trafos por CTO por capacidad nominal																							
	5	10	15	25	30	37,5	45	50	75	100	112,5	130	150	225	300	315	400	500	630	750	800	1000	2000	Total general
SC-201	20	24	49	54	14	44	13	53	67	1	-	-	2	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	342
SC-202	5	6	11	8	1	16	2	15	18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82
SE-201	12	2	1	5	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	23
SI-201	-	-	5	11	7	12	10	13	35	-	4	-	2		1	-	-	-	-	-	-	-	-	100
SI-202	2	1	16	22	12	18	3	18	28	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	122
SI-203	8	2	28	46	8	37	18	45	52	-	5	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	253
SI-204	6	12	25	29	33	16	19	7	18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	165
SM-201	-	1	3	13	13	22	18	29	59	-	15	-	3	7	-	-	-	1	-	-	1	-	-	185
SM-202	-	-	4	11	4	15	8	27	31	-	1	-	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	107
SM-203	-	-	1	4	10	1	17	8	47	-	16	-	5	1	1		1		1	1	-	-	-	114
SQ-201	-	-	1	4	11	7	34	16	65	2	39	-	3	6	1	1	1	2	1	-	1	-	-	195
SQ-202	-	5	11	25	10	53	7	43	36	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	192
SQ-203	-	-	1	5	3	13	21	41	65	-	6	-	3	1	2	-	-	1	-	2		1	-	165
SQ-204	30	37	75	62	17	50	28	49	44	-	16	-	5	2		-	-	-	-	-	-	-		415
Total general	83	90	231	299	143	305	198	364	566	3	106	1	27	21	6	1	2	4	3	3	2	1	1	2460

Tabla 23. Distribución de transformadores MT-BT

Energía Demanda [KWh] Año 2023	Pérdidas Energía Calculada [KWh] (Año 2023)	[%] Pérdida propia Año 2023 (Control de energía)	Índice de referencia perdidas eficientes CREG 108 de 2009
519.919,69	102.327.750,00	0,51%	7,63%

Tabla 24. Pérdidas técnicas total BT

Las pérdidas calculadas en Baja Tensión, derivadas de los transformadores MT-BT, representan un aporte muy bajo. Se puede afirmar que estas pérdidas son eficientes y cumplen con el índice de referencia de pérdidas eficientes establecido por la CREG 108 de 2009.

6.5. REFERENCIAS

- **Normas y Guías Técnicas**
  - IEEE Std. 738-2012 - "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors."
  - IEC 60076-1:2011 - "Power Transformers – Part 1: General."
  - IEEE Std. C57.91-2011 - "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers."
- **Libros y Publicaciones**
  - Glover, J.D., Sarma, M.S., & Overbye, T.J. (2012). Power System Analysis and Design. Cengage Learning.
  - Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control. McGraw-Hill.
  - Brown, R.E. (2008). Electric Power Distribution Reliability. CRC Press.
- **Artículos Científicos**
  - Moreno-Muñoz, A., et al. (2011). "Reduction of Technical Losses in Distribution Networks." IEEE Transactions on Power Delivery, 26(4), 2632-2639.
  - Ochoa, L.F., & Harrison, G.P. (2008). “Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation.” IEEE Transactions on Power Systems, 23(2), 833-841.
- **Informes y Estudios Técnicos**
  - World Bank Group (2010). Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector. Retrieved from: World Bank
  - International Energy Agency (IEA) (2016). Energy Efficiency Market Report 2016. Paris: OECD/IEA. Retrieved from: IEA
- **Software y Herramientas**
  - DIgSILENT PowerFactory 2022. DIgSILENT GmbH, Germany. DIgSILENT
- **Documentos Internos y Bases de Datos DISPAC**
  - Punto 1. Diagrama Unifilar
  - Punto 2. Información BD_Subestaciones
  - Punto 3. Información de curvas de demanda de consumos (P y Q).

- Transformadores
- IEB 609-23-011 Plan de Expansión del STR 2023 – 2032 red DISPAC
- NOMENCLATURA SUBESTACIONES Y CIRCUITOS DE MT
- 20221110047812_4

Estas referencias proporcionan la base teórica, metodológica y técnica necesaria para el cálculo y análisis de las pérdidas técnicas en una red eléctrica. Se recomienda consultar estas fuentes para obtener una comprensión más profunda y detallada de los métodos y prácticas descritos en este documento.

6.6. ANEXO

- Base de datos DigSilent en archivo .DZ Red de AT
- Base de datos DigSilent en archivo .DZ Red de MT
- Resultados Digsilent

7. ESTUDIO DE PÉRDIDAS ADMINISTRATIVAS



7.1. GENERALIDADES

Las pérdidas administrativas en el contexto de la energía eléctrica se refieren a todas aquellas pérdidas de energía que resultan de ineficiencias, errores, y omisiones en los procesos administrativos de las empresas de servicios eléctricos. Estas pérdidas no están relacionadas con la física de la transmisión o distribución de energía (como lo son las pérdidas técnicas), sino con fallos en los sistemas de medición, facturación y cobro. Estas incluyen, pero no se limitan a los siguientes aspectos:

7.1.1. Fallos en los sistemas de medición

De los 106.530 usuarios registrados en el Sistema de Gestión Comercial de DISPAC, 71.543 usuarios, que corresponden al (67%) no tienen información de su fecha de instalación de la medida en el sistema.

En la siguiente tabla se muestra a partir del 2004 las cantidades de medidores que fueron registrados en cada año y el tipo de medida.

Tipo Medida	2004	2008	2009	2010	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Sin	Total
Convencional	1	1	1	1	1	3	35	1.891	5.699	4.006	2.343	3.962	5.597	4.010	5	59.663	87.219
Directo																5.922	5.922
Centralizada							2	79	164	128	1.989	1.450	3.058	330	4	5.558	12.762
Especial								32	44	23	11	48	34	31		157	380
Prepagos									1				1	2		230	234
Sin Registro																13	13
Total Medidores	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**3**	**37**	**2.002**	**5.908**	**4.157**	**4.343**	**5.460**	**8.690**	**4.373**	**9**	**71.543**	**106.530**

Tabla 25. Antigüedad de medidores por tipo

Los medidores convencionales, 87.219, representan el 82% del parque de medida, a su vez, de esta cantidad, el 67% no cuentan con registro de su fecha de instalación. Si bien, sobre el cambio de medidor por razones obsolescencia o tecnológicas, la regulación ni la legislación establecen parámetros que permitan determinar la vida útil de un medidor, o la necesidad de su reemplazo frente a avances de la técnica, esto se convierte en foco de atención si se tiene en cuenta que entre los 15 y 20 años de funcionamiento, por el desgaste natural de la piezas en movimiento, este tipo de medidores comienzan a sobrepasar el error de su clase de precisión, trayendo consigo inexactitud en la energía registra para facturación.

En todo caso, el cambio de medidor debe obedecer a una necesidad real y demostrable que garantice una medición más precisa y en ningún caso puede ser una decisión arbitraria por parte de los OR, so pena de asumir el costo del nuevo medidor. En este sentido, antes de hacer intervenciones de revisión a este tipo de medidores, se recomienda adelantar campañas de actualización de fechas de instalación y determinar luego el universo de medidores a intervenir según presupuesto asignado a esta línea de acción.

7.1.2. Fallos en los sistemas de facturación

En el proceso de revisión no se logró verificar que al final del año que se facturen los 365 días. Es fundamental garantizar que en los ciclos de lectura se cubra todo el año, y así evitar discrepancias en los registros de consumo y facturación. Esto podría suponer el uso de un nuevo sistema para la gestión de los ciclos de lecturas.

Por otro lado, la mayoría de las lecturas se llevan a cabo de manera manual, empleando plantillas que luego son digitadas en el sistema comercial, lo cual implica un alto riesgo de error humano al digitar, y más aún si no se está llevando a cabo una revisión exhaustiva de las lecturas digitadas en comparación con las tomadas en campo, no se evidencia un muestreo con miras a establecer un porcentaje de error en la digitación.

Si bien no se realizan lecturas con dispositivos en zonas donde existe el riesgo de robos, se debe acudir a soluciones tecnológicas para toma de lecturas de forma remota, el uso de dispositivos móviles que solo sirvan para esta actividad que no sean de interés para la delincuencia, tales como celulares no inteligentes con teclado y sin pantalla táctil. Adicionalmente, implementar de forma automática el proceso de desviaciones significativas con miras a detectar errores de digitación de las plantillas de

lectura, errores en la toma de lectura, anomalías en el sistema de medición, determinando las campañas de revisiones por este tipo de casos que garanticen una correcta medición y facturación del cliente.

7.1.3. Otros que generan las pérdidas administrativas

7.1.3.1. Errores de Datos y Gestión de Información

- **Usuarios con Factor Multiplicador Mayor a Uno**

  Acorde a la base de datos de usuarios suministrada por DISPAC, actualmente cuentan con 424 clientes con factor multiplicador mayor a uno; 366 en nivel de tención 1 y 58 en nivel de tensión 2. En la siguiente tabla se muestra la discriminación de todos los usuarios por tipo de medida.

Tipo de Medida	Cantidad	% del Total	Nivel de Tensión
Directa	106.106	99,60%	I
Semidirecta	366	0,30%	I
Indirecta	58	0,10%	II
Total usuarios	106.530	100%	I y II

Tabla 26. Usuarios por tipo de medida y nivel de tensión.

- **Usuarios con Medida Semidirecta**

  Los usuarios con medida semidirecta se encuentran conectados en nivel de tensión I. En la siguiente tabla se muestran los factores multiplicadores normalizados según la capacidad de transformación instalada del usuario y conectada a la red de distribución. Para estos usuarios el factor multiplicador corresponde a la relación de transformación de los transformadores de corriente.

KVA	Relación TC	Factor Multiplicador
30 A 45	100/5	20
46 A 68	150/5	30
69 A 91	200/5	40
92 A 137	300/5	60
138 A 182	400/5	80
183 A 228	500/5	100
229 A 274	600/5	120
275 A 365	800/5	160
366 A 457	1000/5	200
458 A 548	1200/5	240
549 A 731	1600/5	320

Tabla 27. Factor multiplicador normalizado según los kVA instalados.

En la tabla se muestra el consolidado por tarifa de los clientes conectados en nivel I medida semidirecta con factor multiplicador mayor a uno.

Nivel de Tensión I									
Factor Multiplicador	Tarifa								Total Usuarios
	CR	ID	IE	OF	PR	RS-1	RS-2	RS-3	
2	1	1				6			8
3						2			2
4	1	1		1		1			4
10	1								1
20	78	4	4	18	11	10	2		127
23						1			1
30	28	6	2	9	5	2			52
40	56	7	5	14	14	5			101
50				1					1
60	15	1	3	12	7	1			39
80	6	1	1	5	9				22
100		1							1
120	3			2					5
220			1						1
440					1				1

Tabla 28. Factor multiplicador usuarios con medida semidirecta.

Las filas resaltadas en color azul corresponden a factores multiplicadores que no se encuentran dentro de los valores normalizados presentados en la table No 2. Para los usuarios con factor multiplicador 2,3, 4, 10 y 23 se puede concluir que la información registrada en el sistema de facturación en cuanto a factor multiplicador es incorrecta. Para los usuarios con factor multiplicador 220 y 440 se puede concluir que la información registrada en el sistema de facturación en cuanto a factor multiplicador o nivel de tensión es incorrecta.

- **Usuarios con Medida Indirecta**

Los usuarios con medida Indirecta se encuentran conectados en nivel de tensión II. En las tablas 4 y 5 se muestran las relaciones normalizadas de transformación de los transformadores de corriente y de voltaje según la capacidad de transformación instalada del usuario y conectada a la red de distribución. Para estos clientes, el factor multiplicador corresponde a multiplicación la relación de transformación de los transformadores de corriente por la relación de transformación de los transformadores de tensión, esto es: FM = Relación TC x Relación TP.

Voltaje 11.4 kV	Voltaje 13.2 kV	Relación TC	Factor Multiplicador TC
kVA	kVA		
79 A 118	91 A 137	5/5	1
118 A 237	138 A 274	10/5	2
238 A 355	275 A 411	15/5	3
356 A 473	412 A 503	20/5	4
474 A 592	504 A 617	25/5	5
593 A 710	618 A 823	30/5	6
711 A 947	824 A 1029	40/5	8
948 A 1184	1030 A 1234	50/5	10
1185 A 1421	1235 A 1554	60/5	12
1422 A 1829	1555 A 1829	75/5	15
1830 A 2369	1830 A 2743	100/5	20
2370 A 3554	2744 A 4115	150/5	30
3555 A 4739	4116 A 5144	200/5	40

Tabla 29. Relaciones normalizadas de transformación de los transformadores de corriente.

Tensión Nominal de la Red	Tensión Secundaria TP	Factor Multiplicador TP
11.400	120	95
13.200	120	110
13.800	120	115
33.000	120	275
44.000	110	400

Tabla 30. Relaciones normalizadas de transformación de los transformadores de voltaje.

En la tabla se muestra el consolidado por tarifa de los usuarios conectados en nivel II medida Indirecta con factor multiplicador mayor a uno.

Nivel de Tensión 2						
Factor Multiplicador	Tarifa					Total Usuarios
	AP	CR	OF	PR	US	
1	16				13	29
60		1				1
100		1				1
220		1	2	1		4
300			1			1
330		1	1			2
342			1			1

Nivel de Tensión 2						
Factor Multiplicador	Tarifa					Total Usuarios
	AP	CR	OF	PR	US	
440		3	5	2		10
660			3			3
880			1			1
1.100		1				1
1.320		1	2			3
2.200			1			1

Tabla 31. Factor multiplicador usuarios con medida indirecta.

Las filas resaltadas en color azul corresponden a factores multiplicadores que no se encuentran dentro de los valores normalizados resultantes de multiplicar las distintas relaciones de transformación de los transformadores de corriente por la relación de transformación de los transformadores de tensión relacionadas en las tablas No 4 y 5. Para los usuarios con factor multiplicador 60 y 100 se puede concluir que la información registrada en el sistema de facturación en cuanto a factor multiplicador o nivel de tensión es incorrecta. Para los usuarios con factor multiplicador 220, 300, 330 y 342 se puede concluir que la información registrada en el sistema de facturación en cuanto a factor multiplicador es incorrecta.

La implicación de tener usuarios con un factor multiplicador que no corresponde al de su sistema de medida, es que la energía facturada no está acorde a su consumo real. Es de anotar que los usuarios con factor multiplicador mayor a uno, normalmente tienen consumos altos de energía, entre mayor es este factor, mayor es su consumo.

7.1.3.2. Estimaciones de consumo

DISPAC tiene un total de 106.530 clientes a corte del 30 de noviembre de 2023, de los cuales, en promedio el 25% de los clientes se factura de forma estimada mensualmente. De estos, el 19% es facturado por consumo promedio propio calculado con los últimos 6 consumos y el 6% por aforo de cargas. El 57% de las estimaciones son causadas por problemas de orden público que impiden la toma de lecturas y la gestión operativa en la zona, y que a pesar de los esfuerzos que hace la compañía para ingresar a estas zonas, no ha sido posible una solución. El problema se acrecienta, incrementándose en un 9,2% el número de clientes estimados entre el año 2022 y 2023, para un total de 27.270 clientes estimados en noviembre de 2023.

Las ventas de energía totales de la compañía registran un crecimiento de un 2,26% entre el año 2022 y 2023 (2,19% por debajo del crecimiento nacional del 4,45%), siendo las ventas estimadas por consumo promedio las que jalonan este crecimiento con un 30,09%. Esto, está marcado principalmente por el incremento de clientes que se estiman bajo este modo, y que crecen en un 31,4%, como se muestra en la siguiente tabla:

Tipo Consumo	%Crecimiento Ventas	%Crecimiento Clientes
Carga	-21,13%	-24,20%
Con Lectura	1,54%	-1,40%
No cobro	-62,41%	-0,50%
Promedio	30,09%	31,40%
Total general	**2,26%**	**0,90%**

Tabla 32. Crecimiento de las ventas vs crecimiento de clientes 2022-2023

El 94,1% de los clientes de la compañía pertenecen a estratos residenciales del 1 al 3, siendo el estrato 1 el de mayor presencia con el 86,6% de los clientes, concentrándose en estas tarifas el 96% de las estimaciones promedio mensuales. Al analizar el crecimiento de las ventas totales 2022 vs 2023 por tarifa, el crecimiento total registrado de 2,26% está determinado mayormente por las tarifas correspondientes a los mercados oficiales, industrial y peajes de otros comercializadores, y no por las tarifas residenciales, las cuales presentan un crecimiento promedio de un 1%.

Tipo Consumo	%Crecimiento Total	RS-1	RS-2	RS-3	CR	ID	IE	OF	PR	AP
Carga	-21,13%	-25,8%	-26,5%	-70,1%	-31,7%	-40,4%	27,1%	-33,9%	6,3%	-4,6%
Con Lectura	1,54%	-0,1%	-7,5%	-1,4%	1,2%	-20,2%	11,3%	16,9%	3,9%	
No cobro	-62,41%	-72,1%	-71,0%	-89,2%	-54,1%	-100,0%	-100,0%	9,9%	-62,3%	
Promedio	30,09%	30,3%	99,5%	84,0%	17,0%	87,2%	25,6%	18,4%	29,3%	
Total general	**2,26%**	**1,0%**	**-0,8%**	**1,3%**	**1,4%**	**-2,4%**	**13,3%**	**14,5%**	**7,8%**	**-4,6%**

Tabla 33. Crecimiento de las ventas por tarifa 2022 vs 2023

Siendo el modo de estimación predominante el consumo promedio propio, hace depender la facturación de los últimos 6 consumos registrados para cada cliente. Realizando un análisis por tarifa de los consumos promedios facturados por tarifa y tipo de consumo se obtiene:

% Total de Clientes	86,6%	5,2%	2,3%	4,6%	0,1%	0,1%	0,7%	0,3%	0,0%
Tipo Consumo	**RS-1**	**RS-2**	**RS-3**	**CR**	**ID**	**IE**	**OF**	**PR**	**AP**
Carga	-2,10%	-4,72%	-4,09%	-6%	-10%	13%	-34%	26%	-5%
Con Lectura	0,39%	0,90%	4,54%	1%	-11%	22%	25%	-5%	
No cobro	-71,13%	-71,41%	-87,73%	-46%	-100%	-100%	-17%	-56%	0%
Promedio	0,40%	-4,22%	-10,05%	-9%	35%	9%	-4%	-27%	
Total general	**-0,02%**	**0,57%**	**2,87%**	**2%**	**-1%**	**14%**	**13%**	**-3%**	**-5%**

Tabla 34. Crecimiento del consumo promedio facturado por cliente por tarifa 2022 vs 2023

De acuerdo a lo anterior, es posible afirmar que el consumo promedio facturado a los clientes que son estimados por promedio propio y que pertenecen a tarifas residenciales se ha estancado. Esta tendencia se presenta en la mayoría de los clientes, con algunas excepciones que experimentan un ligero aumento.

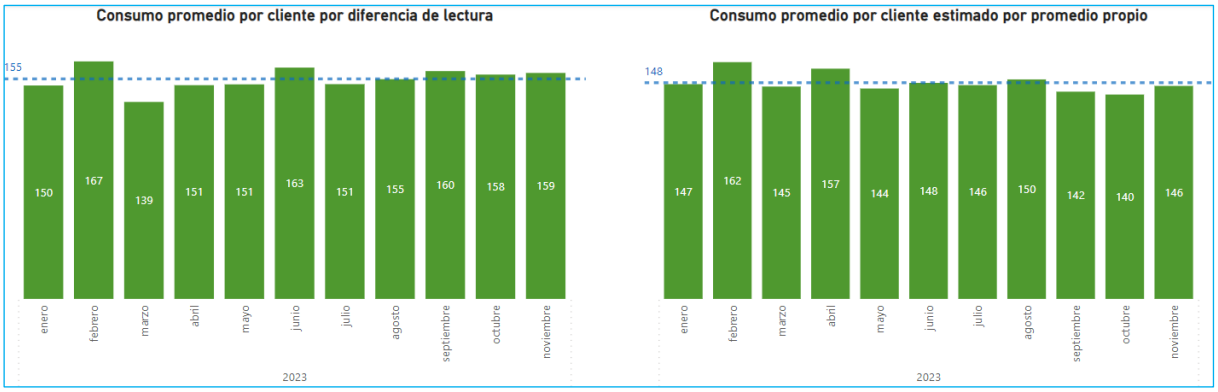


Ilustración 32. Consumo promedio por cliente por diferencia de lectura Vs Consumo por cliente estimado por promedio propio

La ley 142 de 1994 en su artículo 146 establece: “Cuando, sin acción u omisión de las partes, durante un período no sea posible medir razonablemente con instrumentos los consumos, su valor podrá establecerse, según dispongan los contratos uniformes, con base en consumos promedios de otros períodos del mismo suscriptor o usuario, o con base en los consumos promedios de suscriptores o usuarios que estén en circunstancias similares, o con base en aforos individuales”. Por otra parte, las cláusulas 27, 28, 29 34 del contrato de condiciones uniformes de DISPAC hace referencia a tres modos de estimación para cuando no es posible facturar por diferencia de lecturas: aforo de carga, consumo promedio propio y consumo promedio de los usuarios residenciales del mismo estrato. En la actualidad DISPAC solo hace uso de los dos primeros modos.

Se hace posible plantear el utilizar el consumo promedio estrato como un tercer modo de estimación, planteándose el método de cálculo tomando como base el promedio los últimos 6 consumos

facturados por diferencia de lectura en tarifas residenciales por cada municipio y que, mensualmente deberá actualizarse.

Municipio	RS-1	RS-2	RS-3
Alto Baudó	207		
Atrato	92	88	
Bagadó	56	33	
Cantón de San Pablo	95	113	0
Cértegui	102	107	91
Condoto	90	106	170
Istmina	112	151	155
Lloró	82	38	
Medio Baudó	117	99	
Medio San Juan	87	76	0
Novita	123	80	
Quibdó	112	141	177
Rio Iró	64	70	
Rio Quito	82	76	
Sipí	157	173	
Tadó	87	99	34
Unión Panamericana	94	185	78
Total general	**105**	**139**	**176**

Tabla 35. Consumo promedio estrato (kWh) por municipio

A noviembre de 2023, los estratos residenciales RS-1, RS-2 y RS-3 facturaron un promedio mensual de 10,9 GWh, correspondiente a un 58% de la facturación total mensual de la compañía. Se identifican 14.422 clientes estimados con consumos inferiores al consumo promedio estrato (planteados en la tabla anterior), no desocupados y no identificados como dados de baja. Se hace necesario tomar acciones con estos clientes que normalicen su ciclo comercial y puedan facturarse por diferencia de lecturas. Sin embargo, operativamente es posible que se dificulte la normalización de la totalidad de manera inmediata, razón por la cual se podrían tomar acciones administrativas que mitiguen el impacto y deterioro que presentan las ventas de la compañía. Se estima que, si a estos clientes se le cambia el modo de estimación a consumo promedio estrato, la facturación promedio mensual en clientes residenciales se incrementaría en un 9%, equivalente a 1,01 GWh.

Por otra parte, existen 23.967 clientes que, de acuerdo con la información suministrada para el análisis, han sido estimados de forma consecutiva durante los últimos 6 meses, a corte de noviembre 2023. De acuerdo con lo establecido en el artículo 146 de la ley 142 de 1994, en referencia a cómo deben proceder los comercializadores de energía cuando no es posible facturar por diferencia de lecturas,

establece: "Durante este tiempo la empresa cobrará el consumo promedio de los últimos seis meses. Transcurrido este período la empresa cobrará el consumo medido. La falta de medición del consumo, por acción u omisión de la empresa, le hará perder el derecho a recibir el precio." Es claro que, ante las situaciones de orden público presentes en varias zonas y que son ajenas a la misión de la compañía, se presentan casos producto de esta situación. Para tales situaciones particulares, deben tenerse los debidos soportes tales como, denuncias, documentos enviados a las administraciones municipales, publicaciones en prensa, entre otros. En la medida de lo posible, para estos clientes debe buscarse la normalización de su ciclo comercial.

7.1.3.3. Consumos Cero

Un total de 7.981 clientes han sido facturados en consumo cero en el periodo noviembre 2022 a noviembre 2023 (12 meses consecutivos), de los cuales solo están identificados como desocupados 945 predios.

MUNICIPIO	RS-1	CR	RS-2	RS-3	OF	PR	IE	ID	US	AP	TOTAL CLIENTES
Quibdó	3.176	246	218	92	21	19	7	8	7		3.794
Istmina	851	84	44	11	4		2	3			999
Tadó	512	30	8	1	5		2	2			560
Condoto	407	13	22		5	3	2			1	453
Medio San Juan	341	8	1	1	2		1				354
Unión Panamericana	248	7	1	2	4	2	3				267
Bagadó	226	4	2		3		1				236
Cantón de San Pablo	220	4		1	2						227
Medio Baudó	209	5			2	1					217
Lloró	171	1	1		4	1					178
Atrato	160	6	1		4			1			172
Rio Iró	155	5			5						165
Novita	147	8			7						162
Rio Quito	114	3			1			2			120
Certegui	72	2			1		1				76
Carmen del Atrato									1		1
TOTAL GENERAL	7.009	426	298	108	70	26	19	16	8	1	7.981

Tabla 36. Usuarios facturados con consumo cero por 12 meses consecutivos

El 97% de los clientes pertenecen a tarifas residenciales, de ser estos predios ocupados y con servicio de energía se estaría dejando de facturar mensualmente aproximadamente 680,3 MWh (consumo calculado en función del consumo promedio estrato propuesto en este documento) y que equivalen a

3,5% puntos porcentuales en el indicador de pérdidas totales. Se hace necesario realizar inspecciones para determinar el estado de los predios y de ser posible operativamente normalizar la medida.

7.1.3.4. Alumbrado público

DISPAC tiene contrato para el suministro de energía para el alumbrado público y facturación del respectivo impuesto con 14 municipios en los que presta servicio como distribuidor y comercializador. Estos contratos fueron contraídos entre el año 2021 y 2022, y registran una potencia total de 1.208 kW en luminarias de acuerdo con inventario realizado a la firma de estos. Mensualmente se ponen al cobro a los municipios 445,5 MWh desde el mes de marzo de 2023. Durante el año 2022 en promedio mes se facturaban por este concepto 469,1 MWh y 477,2 MWh en 2021, registrándose una disminución de un 6,6% con respecto a lo facturado en la actualidad. Cabe resaltar que, de acuerdo con las cargas contratadas el consumo mensual actual debería ser aproximadamente 469,5 MWh, sin embargo, se presenta una diferencia, mayormente marcada en los municipios de Novita, Istmina y Lloró.

Municipio	Censo 2018 (kWh/Mes)	Potencia en contratos 2022 (kW)	Csmo calculado Contratado (kWh/Mes)	Csmo Facturado (kWh/Mes)	Dif contratado vs facturado (kWh/Mes)
Unión Panamericana	19.608	67,29	24.225	24.225	**0**
Rio Quito		8,22	2.959	3.325	**366**
Novita	21.038	61,14	22.010	3.456	**-18.554**
Certegui	9.309	28,68	10.326	10.327	**1**
Tadó	17.429	50,24	18.086	18.087	**1**
Lloró		11,86	4.271	3.577	**-694**
Atrato		13,37	4.813	4.813	**0**
Istmina	33.922	98,1	35.317	27.317	**-8.000**
Quibdó	201.276	782,31	281.630	284.532	**2.902**
Medio Baudó			24.118	24.118	**0**
Condoto	18.160		16.600	16.600	**0**
Bagadó		13,5	4.861	4.861	**0**
Cantón de San Pablo		8,03	2.892	2.892	**0**
Medio San Juan		35,21	12.677	12.677	**0**
Rio Iró		13,09	4.713	4.714	**1**
Sipí			0	0	**0**
Alto Baudó			0	0	**0**
Carmen del Atrato			0	0	**0**
	320.742	**1.208**	**469.498**	**445.521**	**-23.977**

Tabla 37. Consumo facturado por concepto de alumbrado público

Esta diferencia entre la carga contratada y el consumo facturado representan 23,9 MWh mensuales, y que equivaldrían a 0,1% puntos porcentuales en el indicador de pérdidas totales. Se hace necesaria

una revisión de los aforos de energía parametrizados en el sistema comercial para la facturación del alumbrado público.

Las cargas definidas para los alumbrados públicos municipales deben estar soportadas por censos detallados actualizables al menos 1 vez cada año y conciliadas entre las partes. Estos deben especificar el tipo de luminaria y capacidad, para así poder estimar con mayor precisión el consumo a facturar. Además, estos consumos varían de acuerdo con el número de días que tenga el mes, no debería ser un valor fijo e igual todos los meses del año.

Se propone formular y firmar acuerdos con las alcaldías para la actualización de los censos de alumbrado público determinando su consumo mensual real, conocer los planes de expansión y modernización con miras a determinar la actualización permanente del sistema de alumbrado público.

7.1.3.5. Cable operadores

En la zona de influencia de DISPAC prestan el servicio varias compañías de internet y televisión por cable. A pesar de que la infraestructura de telecomunicaciones se encuentra sobre la red de distribución de energía y los repetidores y demás equipos utilizados están energizados, DISPAC no está facturándole el servicio de energía a estas empresas. En la actualidad existen contratos solo para el reconocimiento por el alquiler de la infraestructura (postes). Esta información ha sido obtenida durante las entrevistas sostenidas con el equipo de DISPAC.

Todo equipo conectado a la red de distribución debe estar en lo posible medido. Para aquellas cargas no medidas, como es el caso de alumbrados públicos y cableoperadores, deben realizarse censos periódicos que especifiquen el tipo y carga del elemento conectado. Con esta información se calcula un aforo que mes a mes se factura y se carga al balance de energía.



8. PLAN INTEGRAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

8.1. METODOLOGÍA

El proceso metodológico desarrollado para determinar las líneas de acción del Plan Integral de Pérdidas se estructuró partiendo del análisis de resultado del diagnóstico y situación actual de las pérdidas de energía, con el fin de comprender el funcionamiento actual del mercado y los factores que afectan la problemática de crecimiento de las pérdidas. Posteriormente, la información de los balances energéticos permite identificar la localización de las pérdidas de energía por circuito MT y transformadores a través de las macromedidas.

Seguidamente, se realiza la caracterización de los usuarios que componen el mercado y la segmentación de este, con el fin de intervenirlos sistemáticamente con acciones eficientes y adecuadas, lo que permitirá dar un orden operativo y técnico al Plan Integral de Pérdidas para el logro efectivo de la disminución del indicador de pérdidas.

La gestión de cada segmento del mercado, se realizará través de la aplicación de las diferentes estrategias diseñadas con base en las experiencias adquiridas durante años de conocimiento y gestión del mercado, estudios y consultorías de grupos empresariales nacionales e internacionales, probadas en el mercado de DISPAC y en otros comparables a nivel internacional. Estas estrategias estarán orientadas a garantizar el control energético, uso extensivo de la tecnología, medición centralizada y la intervención social de la comunidad atendida. Las fases del proceso metodológico que dará como resultado Plan Integral de Pérdidas, se muestran en la siguiente ilustración:



Ilustración 33. Metodología para el Diseño de Plan Integral de Reducción de Pérdidas

8.2. ESTRATEGIA DEL PLAN INTEGRAL DE PÉRDIDAS

Las estrategias de gestión de pérdidas se han definido con base en los factores culturales, sociales y económicos del mercado atendido por la compañía, enfocadas en el control energético, optimización de procesos administrativos, mejora de la red y tecnificación de la medida incorporando las últimas tecnologías de información, encaminadas a la detección y eliminación de anomalías a través de campañas (normalización de instalaciones). Además, estas estrategias han sido revisadas y validadas por nuestro equipo experto con amplia experiencia en el sector energético.

8.2.1. Visión tecnológica de la estrategia

Teniendo en cuenta los factores mencionados y las capacidades de DISPAC para el manejo de pérdidas de energía, se ha evidenciado la necesidad de incorporar como eje fundamental a la estrategia de reducción de pérdidas, tecnologías de medición y herramientas de gestión inteligente de los procesos, que tienen como principales objetivos:

- Desarrollar herramientas de gestión que integren los datos provenientes de los diferentes sistemas de información de la compañía, mejorando la efectividad en el direccionamiento de los planes y la toma de decisiones.

- Establecer un sistema de telegestión bidireccional con flexibilidad en facturación prepago y postpago, impactando en mercados residenciales y aquellos con gran concentración comercial.
- Evolucionar hacia modelos más eficientes para la gestión de sistemas de medida, con los recursos y estructura organizativa necesarios para su administración y operación especializada, que garanticen la mejora en la calidad del servicio brindado.

La definición de la tecnología de medición asociada al Plan Integral de Pérdidas se fundamenta principalmente en la Resolución CREG 038 de 2014 – Código de Medida, que define los sistemas de medición centralizada así:

> *"Sistema de medición de energía eléctrica agrupado en cajas de medida, integrado por medidores (tarjetas electrónicas de medida o medidores individuales), trasformadores de medida (cuando aplique) y equipo de comunicación, que cuentan con operación remota para realizar lectura, suspensión, reconexión, etc.".*

Los sistemas de medida centralizada justifican su importancia en las compañías de comercialización eléctrica al permitir realizar seguimiento en tiempo real sobre el consumo de energía entregada a la red de distribución, vigilar la manipulación de equipos de medida, gestionar la conexión de los usuarios del servicio de energía eléctrica. Además, se considera que generan un impacto positivo en la cultura de uso responsable del servicio de energía eléctrica y facilitan la integración con sistemas de generación de energías alternativas.

Todo lo anterior, se hace posible implementando sistemas integrales compuestos por medidores avanzados, sistemas de comunicación y software de gestión apoyados en herramientas informáticas y de gestión inteligente que facilitan el análisis y control de la información, al unificar todos los datos críticos en un solo repositorio que permite el monitoreo, seguimiento y control de los usuarios normalizados en tiempo real.

8.2.2. Visión global de la estrategia

Con base a lo anterior, se establece la estrategia de reducción y control de pérdidas, dividida de acuerdo con las líneas de actuación, tal como se observa en la siguiente figura:

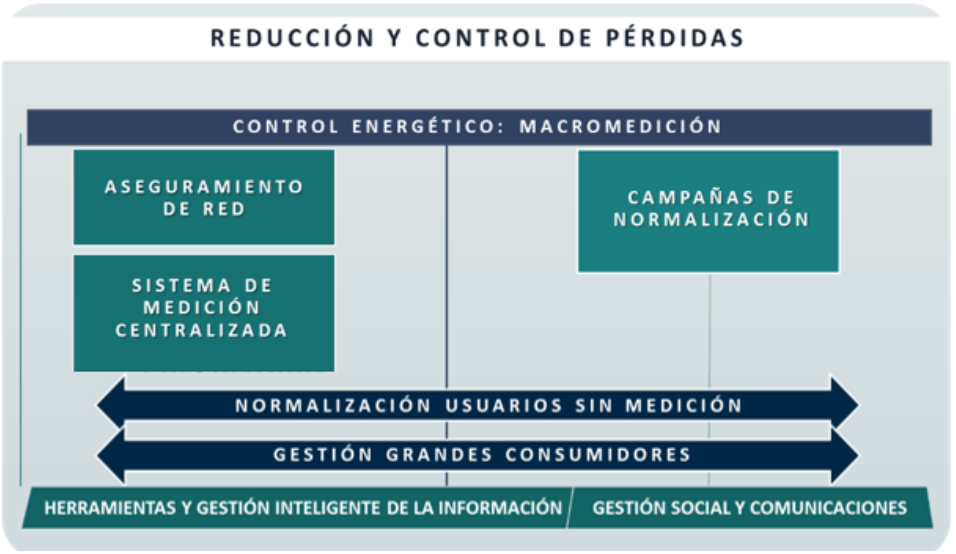


Ilustración 34. Estrategia para la Gestión de Pérdidas

Esta estrategia general buscará principalmente el logro de los siguientes objetivos:

- Potenciar el control de la medida en los puntos fronteras que conforman los diferentes balances energéticos definidos en la etapa de identificación del Plan Integral de Pérdidas y que son base fundamental para el direccionamiento de las actuaciones de control de energía y reducción de pérdidas.
- Introducir avances técnicos y tecnológicos para el aseguramiento de la red y la medida para disuadir su manipulación, procurar mayor disponibilidad y oportunidad de la información para el control energético, obteniendo mayor eficiencia en la gestión.
- Incorporar plataforma tecnológica y sistemas de información para asegurar la integración e interoperabilidad de las tecnologías de medida implantadas y los sistemas de gestión, al ciclo comercial y control energético de la compañía.
- Normalización de los usuarios sin medición para garantizar la efectiva facturación de los consumos.
- Implementar actuaciones de comunicación, cambio cultural y gestión social integradas en las actividades de control y planes de reducción de pérdidas como vía principal de normalización e inclusión de los usuarios al ciclo comercial.
- Implementar estrategias que permitan la sinergia entre los diferentes procesos administrativos y operativos que se desarrollan en la compañía.

Se plantean entonces tres pilares de actuación principales en el marco del plan integral de pérdidas durante los próximos 5 años:

Gestión de zonas comerciales: El monitoreo, control y correcta medición de zonas con concentración de clientes de altos consumo es de vital importancia para el control de las pérdidas de energía. DISPAC a corte de noviembre de 2023, atiende en su mercado 4.890 clientes comerciales, los cuales en su mayoría han sido normalizados con medición centralizada y se encuentran concentrados en la zona centro de los principales cascos urbanos. El consumo promedio por clientes esta alrededor de 605 kWh/mes. Los sistemas de medida actualmente instalados presentan fallas en sus sistemas de comunicación impidiendo su correcta gestión. El Plan Integral de Pérdidas plantea estabilizar el sistema de medida instalado y normalizar el resto de las zonas que hoy se miden con un sistema convencional de medida.

Regularización del ciclo comercial: las estimaciones de consumo, clientes facturados en consumo cero y las anomalías de lectura, se constituyen como un posible factor generador de pérdidas de energía. La normalización de la medida en estos clientes y la definición de un método adecuado de estimación para aquellos casos en que por factores externos no sea posible su normalización, se constituye en un pilar fundamental en la gestión de las pérdidas.

Campañas de normalización: La administración eficiente de la información proveniente de diversas fuentes, como informes de usuarios (internos o externos), bases de datos, software predictivo, análisis de escritorio, gestión de alarmas e información de balances de energía de macromedidores, entre otros, para la selección de los universos de gestión y su posterior normalización.

Se hace necesario contar con un buen sistema de macro medición en subestaciones, disponer de cálculos de balances por circuitos exactos y confiables, así como con un sistema eficiente de macro medida para la energía entregada por el transformador. La explotación de los diferentes balances de energía serán la guía en la priorización de las diferentes líneas de actuación que se plantean en el plan de pérdidas. A continuación, se esquematiza la relación de los diferentes balances calculados y las diferentes gestiones que se dan en función de su resultado:

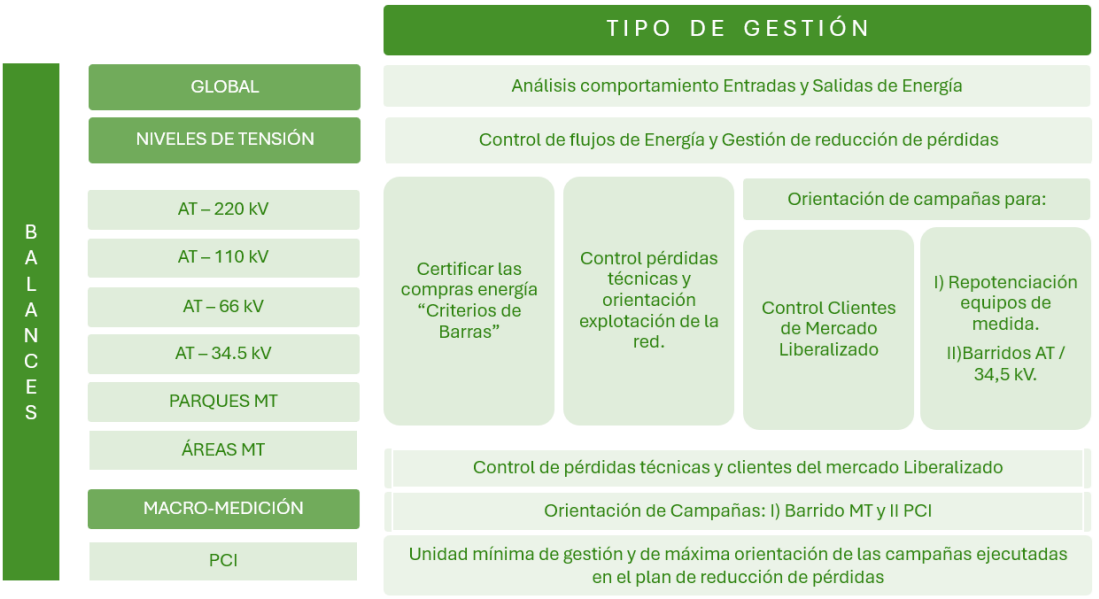


Ilustración 35. Tipos de balances energéticos

Establecidas la localización general de las pérdidas a través de los balances energéticos, se definen las unidades operativas y geográficas de trabajo, que permita ejecutar acciones ordenadas y sistemáticas, así como facilitar el seguimiento y control de los resultados obtenidos durante el avance del Plan Integral de Pérdidas.

8.3. LÍNEAS DE ACTUACIÓN

Las líneas de actuación asociadas al Plan Integral de Pérdidas comprenden las acciones dirigidas a la recuperación de energía a través de la gestión inteligente, análisis y minería de datos, el aseguramiento de la red de baja tensión protegida y la gestión de normalización y blindaje de la medida hacia una única plataforma de gestión. Todo lo anterior, soportado en el desarrollo de herramientas informáticas encaminadas a facilitar el seguimiento y control inteligente de la información, complementado con planes de gestión social dirigidos a abordar las variables de tipo socioeconómico y cultural de todos los grupos de interés que serán impactados con el Plan.

8.3.1. Adecuaciones Menores

Proyectos de baja escala orientados a la disminución de la vulnerabilidad de las redes eléctricas en espacios geográficos específicos en los que se normalicen entre 50 y 150 clientes por proyecto.

El universo objetivo es principalmente aquel que se concentra en segmentos de Mercado focalizados con mayores pérdidas de energía, con construcción de redes con protección y aislamiento de la red de baja tensión que dificulte la manipulación, evitando conexiones ilegales.

Durante el desarrollo de las actividades relacionadas a esta línea de acción se proyectan intervenir 3.748 clientes con una inversión de 416 millones de pesos y una energía esperada de 1.19 GWh durante los 5 años de ejecución del plan.

8.3.2. Blindaje de Subnormales

En el Segmento Subnormales, se implementa el programa de gestión social y reconfiguración de redes con protección.

Este segmento se gestiona en forma diferente, dadas las características del servicio y de los convenios firmados con las comunidades, y su principal objetivo es proteger la frontera entre un mercado subnormal y un mercado normalizado.

Durante el desarrollo de las actividades relacionadas a esta línea de acción se proyectan 29 intervenciones con una inversión de 5 millones de pesos durante los 5 años de ejecución del plan.

8.3.3. Sistema de Medición Centralizada

El Plan Integral de Pérdidas prevé que zonas de interés vayan siendo intervenidas con proyectos de aseguramiento de la red y sistemas de medición centralizada, generando así, un mayor impacto en las pérdidas de energía, teniendo el control de los resultados de los balances de energía y realizando de manera coordinada las demás gestiones operativas y comerciales que se requieran.

Se contempla la instalación de la medición centralizada en los transformadores en donde predominen los clientes de tarifa comercial que aún están siendo medidos con medida convencional. De acuerdo con esto, se intervendrán 2.263 nuevos usuarios con medición centralizada con una inversión de 3.488 millones de pesos y una energía esperada de 0.77 GWh durante los 5 años de ejecución del plan.

Los costos de estas inversiones por instalación y reemplazo con la nueva tecnología de la medición no serán trasladados al usuario, se consideran asumidas por la compañía. De esta manera la compañía podrá garantizar un crecimiento tecnológico estructurado, asegurando la cobertura a nivel de comunicaciones y evitando la introducción de sistemas de medida no soportados por los mecanismos

de gestión implementados. Para la implementación de un sistema de medición centralizada se requieren inversiones en medidores, sistemas de comunicación y software.

8.3.4. Campañas masivas en consumidores regulados

Estas Campañas están dirigidas a la recuperación de energía, a través de la gestión inteligente de la información proveniente de diferentes fuentes, tales como, reportes de usuarios (internos o externos), bases de datos, software predictivo, análisis de escritorio, gestión de alarmas, información de balances de energía de macromedidores, etc. Esta gestión permitirá identificar usuarios con anomalías en la medida y/o acometida que impidan el registro efectivo de la energía, por lo cual se deberá desplegar la operativa necesaria para lograr la normalización de estas anomalías en terreno.

Estas normalizaciones implican la revisión y eliminación de anomalías (en la medida o en la red) a través de la instalación o el cambio de medidores, acometidas y/o accesorios, por lo tanto, podrán ejecutarse con medición convencional o con sistemas de medición centralizada a que haya lugar, acorde con el avance del plan de instalación de esta tecnología.

Las acciones totales por realizar están calculadas teniendo en cuenta, la base histórica de campañas ejecutadas de los últimos dos años, así como el porcentaje de intervención de usuarios de este mercado, dando como resultado la planificación de 81.093 acciones, con una proyección de energía a recuperar 13.65 GWh, distribuidas en los 5 años del Plan Integral de Pérdidas y que representan el 15% promedio anual del mercado total anual de los consumidores regulados.

La distribución anual de estas acciones se presenta en la siguiente figura:

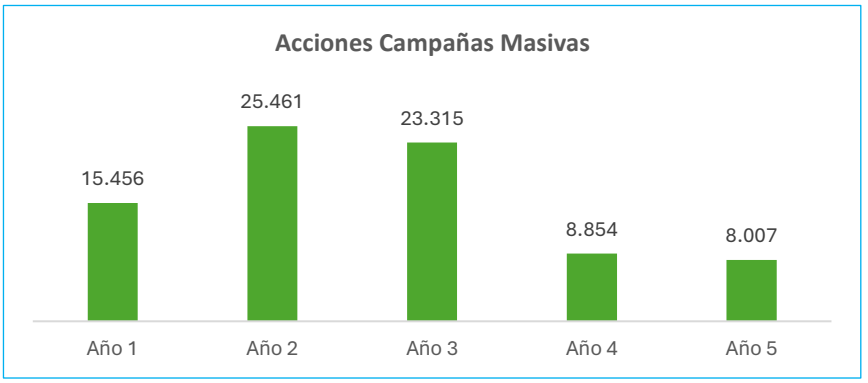


Ilustración 36. Plan de Acciones de Normalización Campañas Masivas

El costo de estas normalizaciones contempla la mano de obra, medidor y accesorios necesarios para la ejecución de estas acciones y se incluirán en el presupuesto esta línea de actuación.

Estas acciones han sido clasificadas en cuatro grandes grupos de campañas, de acuerdo con el tipo de fuente de información y operativa usada para la identificación de usuarios a intervenir, así como algunas tipologías de usuarios.

8.3.4.1. Normalización de usuarios focalizados

Consiste en la gestión para la normalización de 45.911 usuarios, con una proyección de energía a recuperar 2.06 GWh, durante los 5 años de ejecución del plan, como resultado del análisis de la base de datos de usuarios de la compañía, a través del estudio de variables técnicas y comerciales registradas en Sistemas de Información internos. Estas variables podrán ser: anomalías reportadas por lectura, comportamientos de consumo, desviaciones, comparativos de censos de carga, entre otras.

8.3.4.2. Normalización de usuarios por denuncias

De acuerdo con el comportamiento histórico del mercado se proyecta la normalización de 2% del mercado, que representa un total de 2.344 usuarios denunciados, con una proyección de energía a recuperar 0.11 GWh en los 5 años de ejecución del plan, recibidos a través de los diferentes canales de atención presencial y no presencial de la compañía; así como reportes provenientes de los softwares de balances de los macromedidores de circuitos.

8.3.4.3. Normalización de usuarios con Sistema de Medición Centralizada

Teniendo en cuenta las condiciones de alto nivel reincidencia al fraude en el mercado de usuarios regulares y medios, se hace necesario la planificación de acciones de estricto y permanente control para la normalización de usuarios que ya cuentan con sistema de Medición Centralizada. Además, estas acciones permitirán apoyar la construcción de una nueva cultura de legalidad en el uso de servicio para estos usuarios.

En el desarrollo del presente Plan, se ha proyectado la intervención de 6.189 usuarios del mercado, con una proyección de energía a recuperar 1.85 GWh durante los 5 años de ejecución del plan, con este tipo de medición a través de acciones de normalización, como resultado de los análisis de los sistemas de alarmas e información de los consumos que proveerán los Sistemas de Medición Centralizada implementado.

8.3.4.4. Normalización de usuarios estimados

Partiendo de la situación actual, donde se registra que el 25% de los usuarios con medidor que están siendo estimados, se proyecta la normalización de 10.026 usuarios durante los 5 años de ejecución del plan con una proyección de energía a recuperar 3.58 GWh. Se consideran dentro de este grupo solo aquellos casos de estimaciones con desviación significativa con respecto al consumo promedio del estrato y municipio al que pertenece el usuario.

8.3.4.5. Normalización de usuarios consumo cero

Se proyecta la normalización de 9.369 usuarios con medidor cuyo consumo facturado se igual a cero, durante los 5 años de ejecución del plan, con una proyección de energía a recuperar 3.78 GWh.

8.3.4.6. Anomalías de lectura

Teniendo en cuenta las condiciones de alto nivel de reporte de anomalías de lecturas y facturación por parte de los procesos comerciales, se proyecta la normalización de 7.212 usuarios, con una proyección de energía a recuperar 2.27 GWh durante los 5 años de ejecución del plan.

8.3.5. Macromediciones

Esta línea de actuación comprende acciones dirigidas a la instalación de sistemas de medición en los transformadores y subestaciones de distribución que lo ameriten, además de la migración de los existentes que presenten atraso tecnológico hacia una única plataforma de gestión y control de la medida.

8.3.5.1. En transformadores de distribución

Como complemento al sistema de medición centralizada que se instale a los usuarios vinculados al transformador, la macromedida permitirá ejercer un control total sobre la energía suministrada, poniendo en evidencia cuando existan defraudaciones tanto en la red como en la medida.

Para efectos del Plan Integral de Pérdidas se ha considerado que, para todos los transformadores que tengan vinculados 5 o más usuarios, deberá efectuarse la instalación de una macromedida, siendo el equipo de medida y comunicación compatible con el sistema de medición centralizada que se instale. Su instalación se realizará priorizando en las zonas de mayores índices de pérdidas, con concentración de tarifas comerciales, cubriendo la totalidad de las zonas de interés.

Adicionalmente, también se calculan las macromedidas que se instalarán a los transformadores que surjan nuevos durante los 5 años de ejecución del plan, siempre y cuando cumplan con las condiciones fijadas para el universo de transformadores existentes.

Para los 1.029 macromedidores existentes (a corte del mes de noviembre de 2023) y que son medidores convencionales, se ha establecido que estos deberán migrarse al mismo sistema de medida instalado a los usuarios vinculados al transformador, estableciendo una única plataforma de gestión y control de la medida.

En total se instalarán 251 macromedidores y se proyecta el mantenimiento de 1.863 equipos durante los 5 años de ejecución del plan, con una inversión total de 341 millones de pesos.

Se consideran en las inversiones los equipos de medida, transformadores de corriente y accesorios para su instalación. Los sistemas de comunicaciones y software de gestión fueron considerados en los sistemas de medida centralizada.

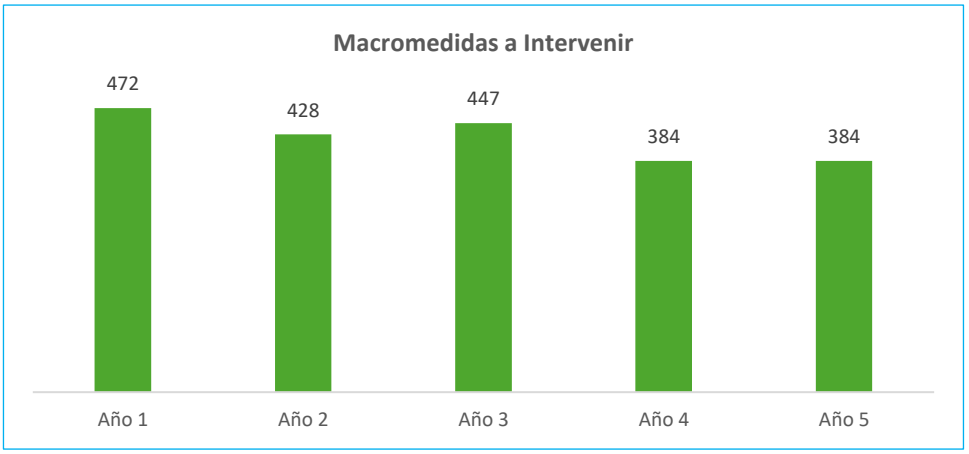


Ilustración 37. Cantidad de macromedidores a instalar anualmente

8.3.5.2. En arranques de Línea y de Nivel de tensión

El objetivo de esta línea de acción es normalizar y garantizar la trazabilidad de los sistemas de medición, asegurando el funcionamiento eléctrico y control de energía de la compañía. El costo de estas acciones incluye material y mano de obra asociado al sistema de medición o accesorios.

Las acciones estarán dirigidas a los diferentes tipos de medida en el arranque de todas las líneas y equipos de medida en los puntos de entrada de cada nivel de tensión.

Las acciones por ejecutar son las macromediciones a partir del nivel de tensión 2, que comprende la actualización de los sistemas de medición instalados a la fecha, la instalación de nuevos puntos y sostenimiento de existentes.

El seguimiento de las acciones será realizado a través de herramienta informática que facilite el seguimiento y control de novedades asociadas a los sistemas de medición en las subestaciones y macromedidas en niveles de tensión superiores a uno.

Se proyecta la normalización de 15 puntos de medida en nivel 2 durante los 5 años de ejecución del plan. Con estos puntos de medición se busca mejorar el control de las pérdidas de energía, segmentando la red de distribución para mejorar el direccionamiento operativo con los resultados de los balances de energía.

8.3.6. Instalación de medidores a usuarios sin medición

En la base de datos suministrada, se han identificado 5.922 usuarios (a corte del mes de noviembre de 2023) conectados a la red de manera directa sin equipo de medición, 96% de ellos de la tarifa residencial estrato 1. Esta condición se presenta debido a diferentes causas, tales como: redes en mal estado, falta de infraestructura energética, crecimiento no planificado en las administraciones locales, desplazamientos forzados de la población, usuarios que no permiten instalación de medida, entre otros.

El costo de estas instalaciones contempla la mano de obra, medidor y accesorios requeridos para esta labor. Se proyecta la normalización de 7.490 usuarios con medición convencional, siempre y cuando no hagan parte de transformadores normalizados o a normalizarse con medida centralizada, la inversión para los 5 años de ejecución del plan asciende a 757 millones de pesos, con una proyección de energía a recuperar 2.90 GWh. La distribución de estas acciones se muestra en la siguiente ilustración.

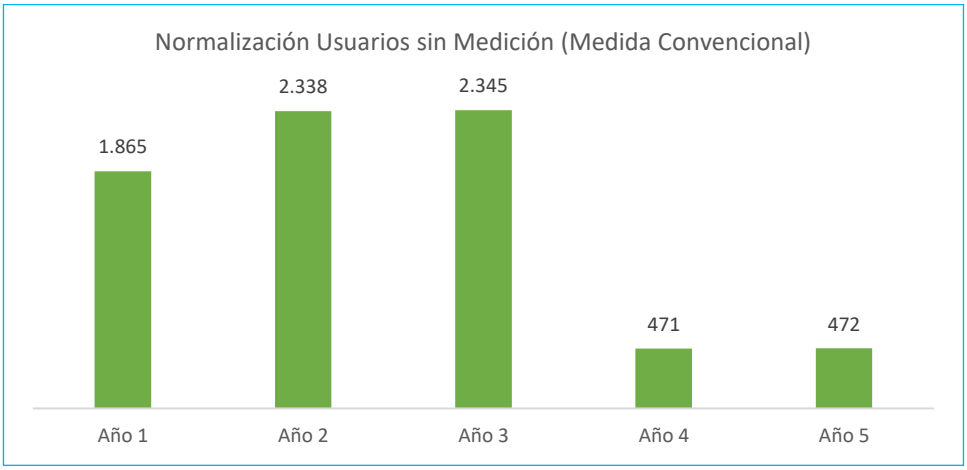


Ilustración 38. Normalización usuarios sin medición

8.3.7. Revisión y normalización por Barrido en red de Media Tensión (BMT)

Con el fin de lograr la identificación y normalización de usuarios conectados de forma ilegal a la red y que se encuentran haciendo uso del servicio, se implementará el Barrido de Líneas de Media Tensión que consiste en la ejecución de recorridos en sectores o circuitos previamente establecidos para identificar usuarios conectados y lograr la instalación del medidor y/o acometida, logrando la incorporación de estos como usuarios en el sistema de gestión comercial.

Se proyecta un ingreso de 5.425 nuevos usuarios, con una proyección de energía a recuperar 0.34 GWh durante los 5 años de ejecución del plan. Los costos de estas instalaciones contemplan la mano de obra, medidor, acometida y accesorios requeridos para esta labor y se incluyen en el presupuesto de esta Línea de actuación.

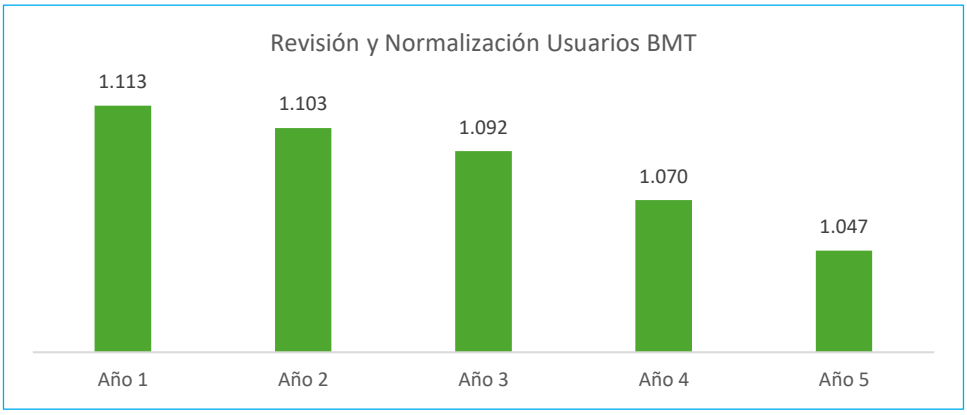


Ilustración 39. Acciones usuarios sin medidor incorporados a través de BMT

8.3.8. Vínculo cliente transformador

Se proyecta la ejecución de 52.828 actualizaciones de vínculo cliente transformador, con una inversión que asciende a 788 millones de pesos durante los 5 años de ejecución del plan. La ejecución de esta actividad garantizará la coherencia del cálculo de los balances de energía, optimizando el direccionamiento operativo en el desarrollo del plan. Se priorizan las zonas urbanas de mayor concentración y mayor interés para el control de pérdidas.

8.3.9. Censos de alumbrado público y Cable operadores

Se proyecta la ejecución de 61.631 levantamientos para la actualización de cargas aforadas para alumbrado público y cable operadores, cuya inversión asciende a 956 millones de pesos durante los 5 años de ejecución del plan. Se priorizan las zonas urbanas de mayor concentración y mayor interés para el control de pérdidas.

8.3.10. Gestión social para el Plan Integral de Pérdidas

Para el desarrollo efectivo de las acciones del Plan Integral de Pérdidas, se considerará el trabajo social que se debe adelantar con las comunidades con las cuales se tenga contacto, dado que permitirá mantener el control de las variables de tipo socioeconómico y cultural, así como, la formación y asistencia al usuario para minimizar el impacto sobre la actuación y normalización de la medida y todos aquellos aspectos que buscan eliminar o minimizar la creación de conflicto, que podrían afectar la consecución de los objetivos plasmados en el Plan. Se contempla una inversión que asciende a 3.107 millones de pesos durante los 5 años de ejecución del plan.

8.3.10.1. Política gestión social

Como lineamiento del proceso de Gestión Social de la compañía, trabajar por la responsabilidad social, es el compromiso voluntario de integrarse activamente en el desarrollo social de las comunidades que gestiona, con el fin de crear una relación entre el ciudadano y su entorno.

La Gestión Social se entiende como un elemento fundamental en el crecimiento económico de la región del Chocó y en la creación del bienestar de la sociedad, es fuente de empleo y en definitiva, un instrumento de desarrollo. Por lo anterior, la compañía tiene el deber de contribuir a dicho desarrollo de forma armónica, equitativa y sostenible, al trabajar con responsabilidad social con todos sus grupos de interés.

La Gestión Social a desarrollar se enmarca en los siguientes pilares:

- Compromiso con el desarrollo de las comunidades: encaminado a proporcionar opciones para los usuarios.
- Compromiso con el desarrollo de grupos base: enfocado en facilitar a los grupos base, mecanismos que les permitan definir sus necesidades, proponer planes de acción, capacitarse y determinar la ejecución de proyectos.

8.3.10.2. Objetivos de la Gestión Social

- Identificar los diferentes grupos de interés que se impactarán con la ejecución de los proyectos técnicos.
- Identificar las necesidades y problemáticas relacionadas con el servicio de energía y canalizarlas hacia las áreas que pueden brindar alternativas de solución para la comunidad.
- Identificar las necesidades y problemáticas sociales entregando alternativas que les permitan a las comunidades ir en busca de la solución de estas.
- Socializar los alcances, beneficios y fechas de los trabajos programados.
- Educar a los clientes sobre el uso eficiente, seguro y legal de la energía eléctrica contribuyendo a la cultura del buen ciudadano, a la disminución de accidentes eléctricos y al control de los gastos en el hogar.
- Promover un acercamiento en las comunidades, partiendo del diálogo y comunicación asertiva que permita que las áreas encargadas puedan ejecutar las obras que se requieren y que estén en conocimiento de las necesidades de la comunidad que necesitan ser atendidas para lograr la mejora del servicio de energía en los sectores a intervenir.

8.3.10.3. Importancia de la Gestión Social

En la medida en que la ejecución del presente Plan Integral de Pérdidas implica el desarrollo de proyectos con alto impacto en la comunidad, se hace indispensable incorporar a la comunidad como agente de interés fundamental en la planificación de las obras, es decir se debe involucrar a la comunidad como objetivo fundamental del proyecto, y debe existir un plan que permita de manera asertiva contarle a las personas el ¿por qué?, ¿para qué?, ¿con qué recursos?, ¿cuándo? y ¿Que va a suceder en su comunidad?

La comunicación permitirá desarrollar procesos de sensibilización y articulación entre los distintos actores involucrados, permite identificar fortalezas, oportunidades, amenazas y debilidades que pueden viabilizar o entorpecer el camino del proyecto.

Además, se involucrarán proyectos sociales articulados al desarrollo de la obra permitiendo de manera previa la identificación de actores claves, líderes formales e informales, instituciones, agremiaciones, conocimiento de sus necesidades, experiencias, problemas y expectativas lo que ayudará en el planteamiento de soluciones antes las dificultades que se presenten y minimizar así, los impactos negativos.

8.3.10.4. Líneas de acción de la Gestión social

Las Líneas de acción soporte para el desarrollo de los proyectos del Plan Integral de Pérdidas son:

- **Línea Mejor energía**

  Promueve acercamiento entre la empresa y la comunidad, en esta línea se realiza todo lo relacionado con socialización de los proyectos a los diferentes grupos de interés en las diferentes etapas de ejecución de la obra.

- **La intervención social se planifica de acuerdo con las características de cada comunidad:**

  Para realizar la intervención en una comunidad e indispensable primero conocer a quienes vamos a impactar, por lo que se debe realizar un diagnóstico de los sectores donde se desarrollaran las obras e identificar los líderes y actores claves al interior de esta, esto nos permite clasificarla de acuerdo al tipo y determinar la gestión que debemos desarrollar.

Características de la Comunidades	Tipo A	Tipo B	Tipo C
Inseguridad		✓	✓
Líderes aliados	✓	✓	✓
Líderes detractores		✓	
Minorías			✓
Problemas de orden Público		✓	
Dadas al diálogo	✓		
Grupos al margen de la ley		✓	
Pandillas		✓	
Delincuencia		✓	
Idioma propio			✓
Necesidades básicas insatisfechas	✓	✓	✓
Conservan usos y costumbres			✓
Trabajo por el desarrollo del barrio	✓		
Ejercicio efectivo del derecho colectivo			✓
Gobierno propio			✓
Bajo Nivel de escolaridad		✓	✓

Características de la Comunidades	Tipo A	Tipo B	Tipo C
Empleo informal	✓	✓	✓
Propenden por el bien colectivo	✓		

Tabla 38. Tipología de comunidades

- **Intervención de acuerdo con la tipología**
  - **Proyectos Tipo A**
    - Se define junto con los responsables de proceso el número de clientes a socializar, de igual manera se debe realizar formación al equipo de gestión social las características técnicas, comerciales o sociales del proyecto a ejecutar.
    - Una vez definido el sector se identifican los beneficios para los clientes, las posibles consecuencias y comportamientos reactivos de la comunidad frente a la implantación de los planes o proyectos y se elabora una ficha de barrio con todos los datos relevantes de la comunidad, esta información es tenida en cuenta para identificar que iniciativas sociales podemos realizar.
    - Se continúa con visita en los sectores y entidades para identificar autoridades, líderes o grupos base con el fin de socializar el proyecto.
    - Luego se realiza las reuniones y/o visitas a cada uno de los clientes en su lugar de residencia o trabajo para presentarle el proyecto, características, beneficios, políticas.
    - Se debe realiza acompañamiento y socialización de los trabajos a la comunidad hasta al final de la obra.
  - **Proyectos Tipo B**
    - Se realiza reconocimiento del barrio y/o municipio
    - Identificar actores claves dentro de cada sector que compone el barrio, debido a la existencia de fronteras invisibles dentro del mismo barrio (Rector de Colegios, Sacerdotes, Pastores, Tenderos, Madres Comunitarias, Identificar unidad de víctimas, Policía)
    - Convocar a Personería Municipal y vocales de control como veedores del proceso de intervención en la comunidad

- Diálogo con el jefe de seguridad de DISPAC, quien hace recomendaciones del sector y entrega datos del cuadrante.
- Luego de haber identificado y socializado el proyecto a cada uno de estos actores importantes se establece con ellos un cronograma de actividades el que comprende un acompañamiento de acuerdo con el sector del barrio y/o municipio
- Identificación de problemática del sector en cuanto a la prestación del servicio de energía e identificar los intereses y problemáticas de la comunidad que contribuya con el fortalecimiento del vínculo con la comunidad
- Direccionar áreas responsables de DISPAC de acuerdo con la necesidad identificada

- **Proyectos Tipo C**
  - Contactar previamente al capitán del cabildo indígena o concejo comunitario y solicitar cita previa por escrito
  - Socializar al capitán gobernador del cabildo indígena y/o al concejo comunitario los objetivos y estrategias que hacen parte de la labor a desarrollar
  - Realizar conjuntamente cronograma para socializar a la comunidad indígena o negritudes
  - Realizar actividades de acuerdo con el cronograma establecido, si hay alguna modificación de los cronogramas o actividades se debe volver a socializar y acordar los cambios con el capitán y/o gobernador indígena y/o concejo comunitario

- **Eficiencia energética:**

  En esta línea se desarrollan programas para multiplicar el mensaje de uso seguro y responsable de la energía e involucran:

  - **Taller uso responsable de la energía**

    Formación acerca de los beneficios del servicio, uso seguro, eficiente y legal de la energía en los diferentes segmentos del mercado.

  - **Identificar barrios a intervenir y establecer fechas de talleres**

    Junto con los líderes de las comunidades y de acuerdo con la programación de los proyectos se establecen fechas para realizar talleres con el público identificado.

- **Coordinar logística y desarrollo del taller**

  Se coordina la logística necesaria para la realización de los talleres en sitio, materiales didácticos, publicidad, registros y otros, para la óptima ejecución de la actividad programada.

  La actividad "Taller de Uso Responsable de la Electricidad" se realizan en grupos y/o por visitas personalizada, utilizando las ayudas didácticas disponibles.

  Las temáticas del taller de uso responsable de la electricidad son: la ruta de la energía, marco legal de los servicios públicos, cómo se mide la energía que llega a su casa, conoce tu factura de energía, uso eficiente de la energía, uso seguro de la energía eléctrica.

  Además, se incluyen las temáticas de mejoramiento de la calidad de vida son: Conservemos el medio ambiente, Presupuesto Familiar, Buen trato-Responsabilidad de todos.

- **Comunidades Productivas:**

  Impulsa la creación de negocio o mejora de los existentes, con el fin de aumentar los ingresos de las comunidades más vulnerables, ampliando las posibilidades económicas de los usuarios. Incluye:

  - **Formación de líderes:**

    Acompañamiento a los líderes oficiales y naturales del barrio para que, identificando las problemáticas reales de la comunidad, trabajen para acceder a los recursos que existen en las administraciones locales y organizaciones de carácter privado o de interés social para solucionar dichas problemáticas.

  - **Proyectos productivos:**

    Generar un espacio que permita aprender oficios que brinden las herramientas necesarias para una salida laboral no solo propiciando una capacitación integral sino además dando oportunidades de iniciar un emprendimiento.

  - **Emprendedores comunitarios:**

A través de un proceso de formación y acompañamiento se buscar fortalecer, potencializar y garantizar el éxito de las iniciativas productivas que ya existen en el barrio.

- **Deporte y Medio Ambiente:**
  De acuerdo con las necesidades y condiciones de los sectores a intervenir con los proyectos de aseguramiento de las redes de BT, se realizará selección de las comunidades y beneficiarios donde se desarrollarán los diferentes programas. Incluye:

- **Escuela de Béisbol:**
  Alternativa de sano esparcimiento para la niñez y adolescencia en sectores vulnerables, que se enfrentan a los peligros y vicios en las calles. A través del deporte nos acercamos a la comunidad.

- **Siembra de árboles:**
  Fomentar la reforestación en los sectores más carenciados de la CHOCÓ y alinearnos al compromiso con el medio ambiente, mediante una práctica que involucre a colaboradores de DISPAC y a la comunidad seleccionada de barrios vulnerables.

8.3.11. Herramientas informáticas y gestión inteligente de la información

Para el mejoramiento de los indicadores de recuperación de energía y el análisis y control de la venta base de la compañía, se hace necesaria la implementación de herramientas informáticas y la gestión inteligente de la información para realizar de una manera más efectiva las siguientes actividades vitales para el cumplimiento del Plan Integral de Pérdidas:

- Planificación de las líneas a ejecutar.
- Generación de planes de recuperación de energía y control de la venta base.
- Despacho de las campañas y asignación a las brigadas.
- Seguimiento y control de los planes ejecutados.

8.3.12. Herramienta Informática de Planificación y Gestión de Energía

Como solución para soportar y realizar las actividades del Plan Integral de Pérdidas de manera efectiva se desarrollará la Herramienta Informática de Planificación y Gestión de Energía, la cual estará integrada por los siguientes módulos y base de datos:

- **Base de Datos Centralizada Reporting Control de Energía (RCE)**: base de datos que integrará la información de las bases de datos y de las herramientas utilizadas actualmente en Control de Energía.
- **Herramienta para la detección de pérdidas de energía y control de la venta base basada en Sistemas Inteligentes (SICE):** herramienta basada en Sistemas Inteligentes nos permitirá generar de manera eficiente planes que detecten usuarios con posibles pérdidas de energía y tener un mayor control de la venta base de la compañía.
- **Herramienta de Seguimiento y Control (SYC):** herramienta basada en Dashboard en un entorno Web que permitirá monitorear la ejecución de los planes de recuperación de energía, la venta base de la empresa, evaluar la gestión y rentabilidad de las campañas y disponer de informes claves que permitan tomar decisiones en tiempo real.
- **Herramienta para el Despacho de Campañas (HDC)**: herramienta para la generación centralizada y eficiente de las campañas y la asignación de trabajo diario de campo, basada en algoritmos de optimización que combinan variables críticas de asignación de trabajo. Esta herramienta también permitirá el monitoreo, coordinación y control diario de la ejecución de campañas.

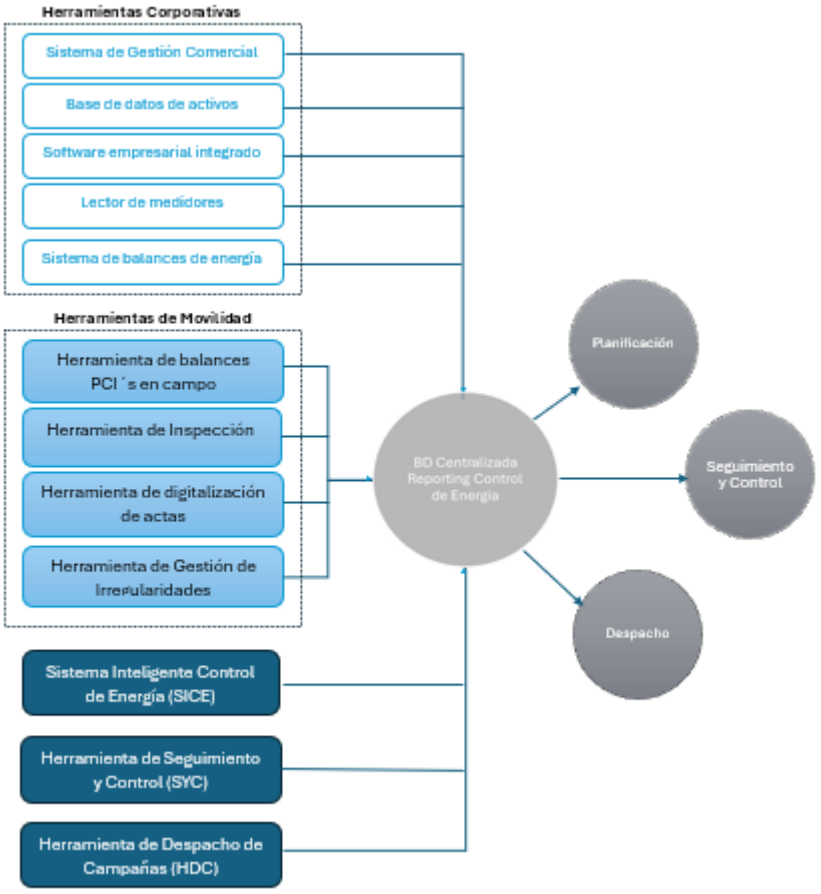


Ilustración 40. Esquema Herramienta Informática de Planificación y Gestión de Energía

Para el cálculo de este presupuesto, la compañía deberá realizar un proceso licitatorio conjuntamente con un caso de estudio dirigido por el área de Sistemas de la compañía.

8.3.13. Solución para el Sistema de Medición Centralizada

Para la gestión integral de la compañía se requiere de la tecnología Master Data Management (MDM) la cual consiste en un conjunto de metodologías, herramientas y procesos que permiten unificar todos los datos críticos en un solo repositorio como única fuente de la verdad, simplificando el intercambio de datos entre el personal y los distintos departamentos y aumentando la calidad y coherencia de la información.

El MDM contiene las tecnologías Head End System (HES) y Meter Data Management (MDM) encargadas de obtener y gestionar la información obtenida de los medidores del sistema de medición centralizada.

Teniendo en cuenta la necesidad de la implementación del Sistema de Medición Centralizada, se requiere disponer prioritariamente de las tecnologías Head End System y Meter Data Management. El presupuesto requerido para esta línea de acción se incluye en el Plan Integral de Pérdidas y sus inversiones contemplan software base, licenciamiento, mantenimiento anual y nuevos servidores para su puesta en producción.

A continuación, se realiza una breve descripción respecto a cada una de las soluciones:

- **Head End System**

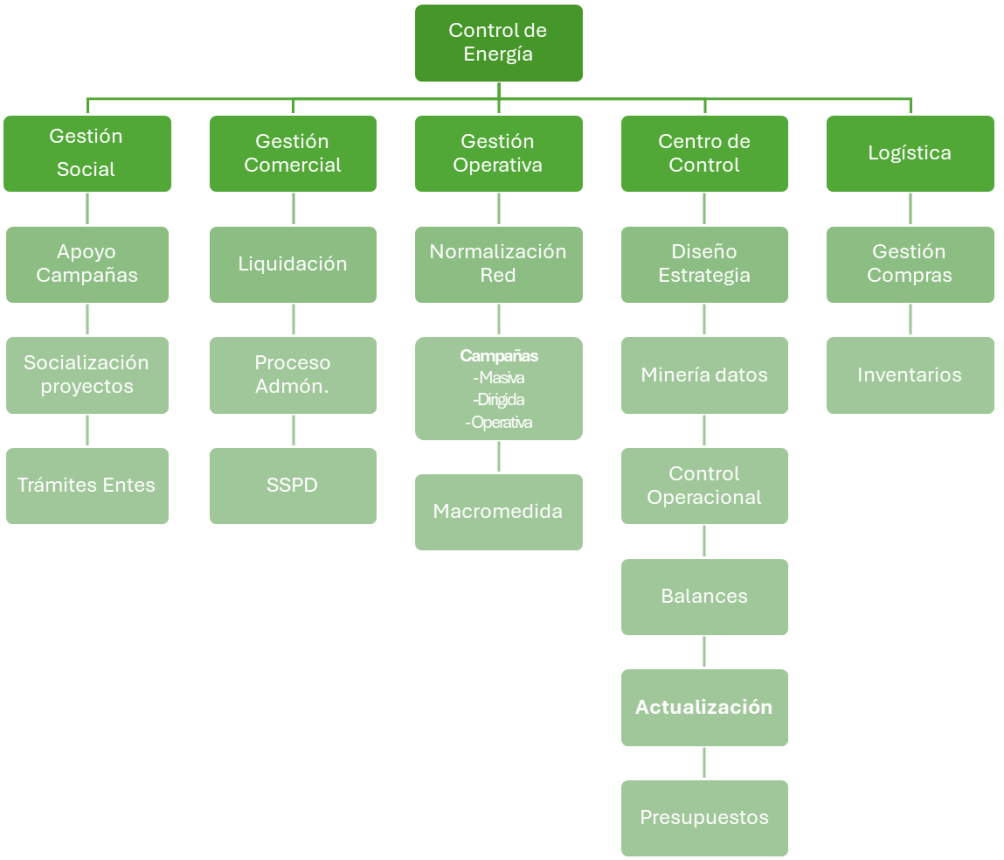
  Esta tecnología nos permitirá colectar, almacenar y procesar los datos de los consumos y demás variables parametrizadas en los medidores de los usuarios tanto de forma directa como remota.

- **Meter Data Management**

  Esta tecnología permitirá realizar el análisis, crítica y gestión de la información descargada a través del HES.

8.4. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA- ORGANIZACIÓN PARA LA GESTIÓN DE LAS PÉRDIDAS

Esta estructura organizativa está enfocada en la distribución de roles y funciones, sin embargo, se requiere la creación de acuerdos de niveles de servicio entre las áreas para garantizar efectividad y eficiencia.



8.5. VICTORIAS TEMPRANAS

8.5.1. Cambio modo de estimación

Se han identificado 14.422 clientes estimados con consumos inferiores al consumo promedio estrato (planteados en la tabla anterior), no desocupados y no identificados como dados de baja, de acuerdo con lo consignado en la información proporcionada por DISPAC a corte del mes de noviembre de 2023. Se hace necesario tomar acciones con estos clientes que normalicen su ciclo comercial y puedan facturarse por diferencia de lecturas. Sin embargo, teniendo en cuenta el volumen de acciones y la capacidad operativa disponible, estas acciones tomarán un tiempo considerable. Ante la tendencia creciente del índice de pérdidas, se plantea la intervención de este universo bajo la siguiente estrategia:

- Aplicar de inmediato el cambio de modo de estimación a consumo promedio estrato a los clientes ubicados en zona gestionable, con consumo actual mayor a cero y cuya variación después de aplicado el cambio sería menor a un 50%.

- Para las zonas catalogadas como de difícil gestión por incidencias de orden público, aplicar a la totalidad del universo cambio a su modo de estimación a consumo promedio estrato. Por su condición, en estas zonas se dificulta cualquier acción operativa que se quiera realizar.
- **Campaña #1**: Incluir en una campaña de normalización aquellos clientes en zona gestionable que, si se le aplicara el cambio de modo de estimación a consumo promedio estrato, su variación de consumo estaría un 50% por encima de su consumo promedio actual. A estos clientes debe hacérsele revisión y normalización del equipo de medida.
- **Campaña #2**: Incluir en una campaña de normalización aquellos clientes en zona gestionable con consumo actual igual a cero y que no se encuentran identificados como desocupados. Para este grupo de clientes deberá identificarse si se encuentra desocupado o no, y de no estarlo realizar la normalización de su medida. Si el cliente impide su normalización, realizar cambio del modo de estimación a consumo promedio estrato.

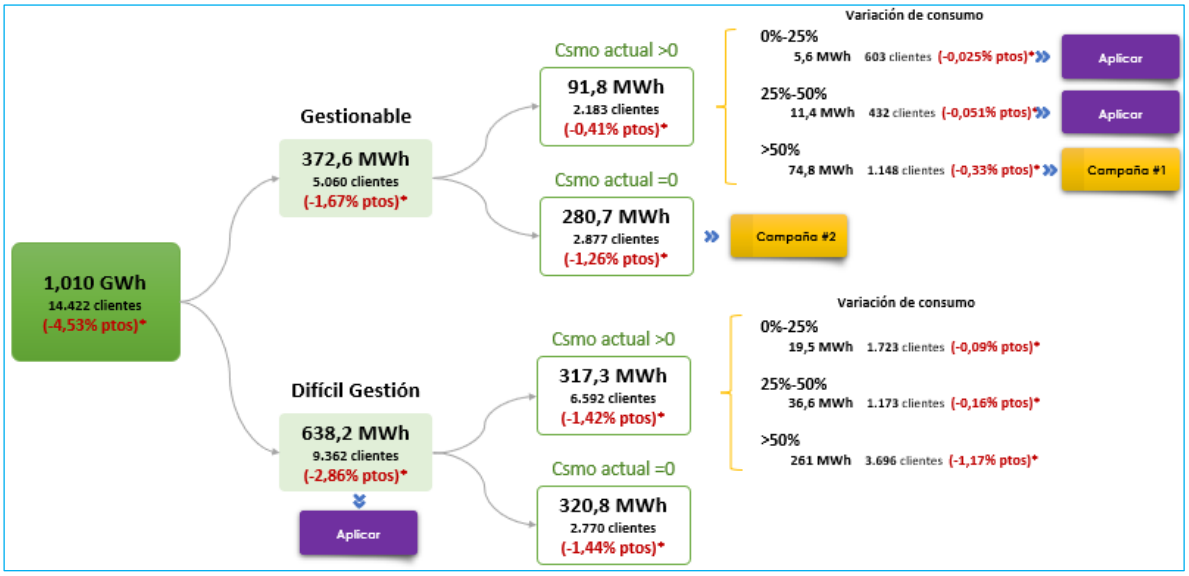


Ilustración 41. Estrategia para cambio de modo de estimación

Se cambiaría el modo de estimación a 10.397 clientes, proyectándose a recuperar mensualmente 655,2 MWh que representan 2,93% puntos porcentuales en el indicador móvil de pérdidas. Por otra parte, 4.025 clientes se enviarían a campaña de revisión y normalización de la medida.

La propuesta descrita hace parte de un análisis administrativo y su aplicación deberá someterse a discusión y aprobación interna por parte de DISPAC.

8.6. PRESUPUESTO

El costo total de inversión por línea de acción contemplada en el Plan Integral de Pérdidas, distribuidos anualmente (año 1 al año 5), es el siguiente:

		Año-Millones de pesos				
Cod_Plan	Plan	1	2	3	4	5
MD001	Denuncias o información de campo	$ 101	$ 121	$ 122	$ 122	$ 41
MD002	Revisión y Normalización Usuarios BMT	$ 376	$ 372	$ 369	$ 361	$ 353
MD003	Normalización de usuarios focalizados	$ 2.547	$ 3.832	$ 3.332	$ 1.543	$ 1.290
MD004	Revisión y Normalización Multifamiliares	$ 1	$ 1	$ 1	$ 1	$ 1
MD005	Revisión y Normalización Med Centralizada	$ 1.266	$ 1.966	$ 1.626	$ 560	$ 722
MD006	Normalización de usuarios estimados con desviación de consumo	$ 582	$ 372	$ 374	$ 107	$ 107
MD007	Normalización de usuarios estimados con consumo cero	$ 671	$ 272	$ 273	$ 91	$ 92
MD008	Anomalias de Lectura	$ 104	$ 312	$ 312	$ 21	$ 52
MD009	Intervención usuarios red protegida	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0
MD010	Instalación de medidores en sectores sin Aseguramiento de Red	$ 188	$ 236	$ 237	$ 48	$ 48
MD011	Normalización de usuarios con sistema de medición centralizada	$ 698	$ 698	$ 698	$ 698	$ 698
MD012	Instalación Medida Centralizada	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0
MD013	Estimado-Zona Gestionable-Cambio modo estimación-Variación <25%	$ 9	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0
MD014	Estimado-Zona Gestionable-Cambio modo estimación-25%<Variación <50%	$ 6	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0
MD015	Estimado-Dificil Gestión (orden público)-Cambio modo estimación-Csmo actual >0	$ 98	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0
MD016	Medida Especial	$ 176	$ 176	$ 176	$ 176	$ 176
MD017	Otros comercilizadores	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0
MD018	Revision de Subnormales	$ 3	$ 3	$ 3	$ 3	$ 3
MD019	Blindaje de Barrios Subnormales	$ 1	$ 1	$ 1	$ 1	$ 1
MD020	Adecuaciones menores	$ 104	$ 104	$ 104	$ 52	$ 52
MD021	Protecciòn de redes	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0
MD022	Censo y Verificacion de AP	$ 200	$ 200	$ 200	$ 160	$ 160
MD023	Censo y Verificacion de TV Cable	$ 7	$ 7	$ 7	$ 7	$ 7
MD024	Instalacion nuevas macromedidas	$ 170	$ 85	$ 85	$ 0	$ 0
MD025	Mantenimiento de macromedida	$ 432	$ 455	$ 478	$ 478	$ 478
MD026	Macromediciones en arranques de linea y de nivel de tensión	$ 141	$ 105	$ 105	$ 0	$ 0
MD027	Vinculo Cliente - Transformador	$ 158	$ 158	$ 158	$ 158	$ 158
MD028	Gestión social para el Plan Integral de Pérdidas	$ 617	$ 619	$ 621	$ 623	$ 625
MD029	Herramientas informaticas y gestión inteligente de la información	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0
	Total Presupuesto	**$ 8.656**	**$ 10.097**	**$ 9.282**	**$ 5.210**	**$ 5.065**
	Total Inversión	$ 2.667	$ 2.009	$ 1.871	$ 1.229	$ 1.302
	Total Gasto	$ 5.990	$ 8.088	$ 7.411	$ 3.981	$ 3.763

8.7. RESULTADOS

En la siguiente gráfica se muestran las metas del índice de pérdidas para cada período de evaluación en comparación con la senda regulatoria establecida por la resolución CREG 501 046 de 2022:

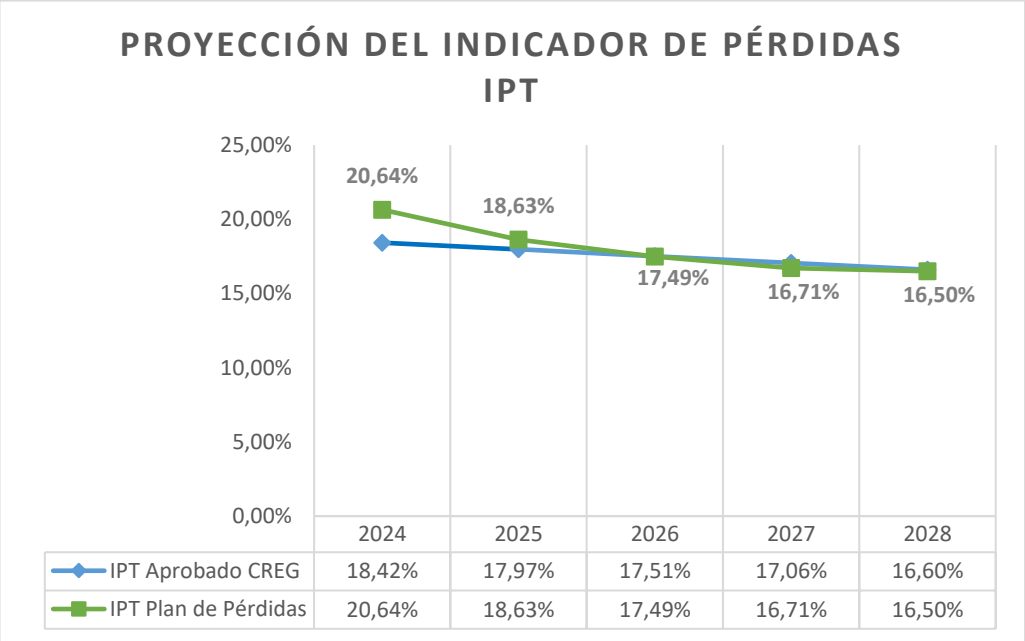


Ilustración 42. Evolución Pérdidas estructurales 2024-2028

8.8. RIESGOS DEL PLAN

Para alcanzar los niveles de pérdidas establecidos en el Plan Integral de Pérdidas se han desarrollado e implementado diversos programas orientados a disminuir las pérdidas en cada una de las líneas identificadas como objetivo principal de intervención.

Estos programas se encaminan al control energético en el sistema eléctrico de la empresa en los puntos de ingreso de energía (fronteras de intercambios con el STN y otros distribuidores) y puntos de entrega de energía (fronteras con otros distribuidores, fronteras comerciales de usuarios propios y de otro comercializador). Específicamente en el mercado energético se orienta a la detección y eliminación de fraudes en el suministro energético de los usuarios, así como a la normalización de la medida.

La ejecución de este Plan Integral de Pérdidas y la situación de la compañía supone unos riesgos como son:

- Por la composición del mercado atendido, las acciones a ejecutar se concentrarán en el estrato 1, en donde se concentra a su vez el mayor volumen de energía, lo que plantea un mayor esfuerzo y poca energía a recuperar por acción. La experiencia de DISPAC en estas intervenciones ha sido marcada por el rechazo por parte de los usuarios a la revisión y normalización.

- En años anteriores donde DISPAC ha ejecutado acciones masivas para el control y la disminución de pérdidas, estas se han visto frenadas por el rechazo de la comunidad y la limitación del acceso, impidiendo la realización de la normalización de la medida, así como adecuaciones y protección de la red eléctrica. Esta situación podría generar atrasos operativos en la normalización del mercado a intervenir lo que afectaría el logro de los objetivos planteados de recuperación de energía.
- El departamento del Chocó presenta temperaturas cálidas todo el año y un índice de humedad relativamente alto, incidiendo en la necesidad de hacer uso de electrodomésticos para la climatización. Sumando al alto índice de pobreza que se tienen en la región, podría conducir a un elevado número de usuarios a recurrir a conductas irregulares, provocando un incremento de las inversiones por cuenta del seguimiento periódico y mantenimiento de las acciones, por encima de los estándares definidos.
- La imposibilidad de las empresas de servicio público para establecer en los Contratos de Condiciones Uniformes sanciones pecuniarias (cláusulas penales) por incumplimiento de los usuarios con su obligación de no acceder en forma no autorizada a la red o no manipular los sistemas de medida, así como los pronunciamientos de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios que limitan la energía dejada de facturar a ser cobrada a los usuarios cuando se detecta una anomalía al consumo de un mes, a menos que la empresa sea capaz de demostrar la fecha en la que se originó la conducta, se convierten en incentivos para el fraude eléctrico, en la medida en que la máxima sanción para el infractor en caso de ser detectado el fraude sería equivalente al consumo dejado de facturar de un mes.
- La ejecución del Plan Integral de Pérdidas requiere para el primer año 17 brigadas compuestas por dos integrantes promedio mensual. Sin embargo, es importante tener claro, que históricamente en la región ha existido limitación de la mano de obra calificada disponible y por tanto podrían generarse retrasos en la ejecución de las actividades descritas.
- El Reglamento de Medida que se encuentra en proceso de implementación por la Superintendencia de Industria y Comercio, introducirá cambios metrológicos contemplados en el convenio establecido con Organización Internacional de Metrología Legal (OIML). La implementación de los cambios afectará las actuales Resoluciones de medida, entre otras, la Resolución 038 de 2014 y las normas técnicas expedidas por el ICONTEC, poniendo en riesgo las certificaciones de producto de los equipos de medición centralizada imposibilitando la utilización de estos.



9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1. DIAGNOSTICO

9.1.1. Contexto Socioeconómico del Mercado Atendido

- Los elevados niveles de pérdidas de energía que enfrenta la empresa se deben a los altos niveles de pobreza, informalidad, subnormalidad, factores climáticos, culturales y limitaciones de acceso por problemas de orden público, lo cual revela un panorama desafiante para la gestión del mercado.
- DISPAC presenta un perfil de usuarios con predominancia residencial, representando el 97% del total. La distribución de energía se concentra en el nivel de tensión 1, que abarca el 99.5% de los usuarios y el 82% de la energía distribuida. La informalidad y las conexiones irregulares son problemáticas comunes que afectan la medición y facturación de energía.
- La mayoría de los medidores son convencionales, y aunque se ha hecho un esfuerzo por migrar a sistemas de medida centralizada, estos han enfrentado problemas operativos y de comunicación, limitando su efectividad para reducir pérdidas no técnicas.
- La gestión eficiente de las pérdidas de energía demanda en primera instancia evaluar y corregir la situación actual del sistema de medida centralizada, adicionalmente se debe normalizar la infraestructura de medición de los usuarios. Estos dos aspectos representarán un factor importante en el control de las pérdidas no técnicas y las gestiones comerciales, con miras a reducción y estabilización del indicador.

9.1.2. Perfil del Parque de Medida

El parque de media instalado en DISPAC está constituido en un 82% por medidores convencionales, seguido por los medidores de medida centralizada con un 12%, y los clientes sin instalación de medida

representan el 6%. Esta composición refleja la infraestructura actual y las limitaciones tecnológicas enfrentadas por la empresa en la gestión y control de pérdidas de energía. Sin embargo, dentro del 94% usuarios con medida convencional y medida centralizada se encuentran un 19% a los cuales no se tiene acceso a la lectura y se les estima su consumo debido a imposibilidades técnicas o acceso impedido a la zona por orden público, al igual que el 6% que se le estima por no tener medida, en conjunto arroja un 25% de estimaciones en usuarios que representa un 30% de la demanda de energía.

A partir de 2016, DISPAC ha realizado esfuerzos significativos para migrar de medidores convencionales a sistemas de medida centralizada, con la intención de controlar manipulaciones y pérdidas de energía en sectores de alto consumo. Sin embargo, solo el 25% de estos medidores pueden ser gestionados de forma remota debido a problemas en los sistemas de comunicación y falta de soporte técnico. Además, las manipulaciones siguen siendo un desafío, con hallazgos de irregularidades en las conexiones.

Para abordar estos problemas, es crucial que DISPAC implemente soluciones integrales que aseguren tanto la red como los dispositivos de medición, mejorando las comunicaciones y utilizando herramientas tecnológicas avanzadas para la gestión de alarmas y respuesta oportuna a incidencias. Este enfoque integral es esencial para reducir las pérdidas no técnicas y mejorar la eficiencia operativa del sistema de distribución de energía.

9.1.3. Balances de Energía por Transformador de Distribución

El análisis de los balances de energía por transformador de distribución en DISPAC, con datos hasta noviembre de 2023, evidencia que la compañía cuenta con 2.430 transformadores de distribución, de los cuales el 42% tiene instalada macromedida en el nivel de tensión.

A pesar de estos esfuerzos, existen inconsistencias significativas en el vínculo cliente-instalación (amarre), lo que lleva a DISPAC a considerar no utilizar los balances calculados de los macromedidores. Actualmente, se están llevando a cabo labores para normalizar los equipos de medida y actualizar los amarres, particularmente en el Circuito Centro de Quibdó.

Para mejorar la efectividad y eficiencia de las acciones operativas dirigidas a la reducción de pérdidas no técnicas, es crucial contar con información fiable de las macromedidas. Esta información permitirá concentrar las actividades operativas en las zonas con mayores índices de pérdidas y caracterizar adecuadamente a los clientes asociados según los resultados obtenidos.

9.1.4. Diagnóstico de la gestión en campo

En referencia a la gestión en campo por parte de la operativa de control de energía se identificaron varias deficiencias críticas, observándose que las brigadas no contaban con el equipo necesario para desempeñar sus funciones eficientemente; de los tres equipos patrones utilizados en la revisión de medidores, solo uno estaba operativo. Además, las actas de revisión de 2024 mostraron inconsistencias, como hallazgos erróneamente clasificados como irregularidades y falta de evidencias fotográficas en los registros técnicos. Es de vital importancia implementar metodologías de trabajo más eficientes y capacitar adecuadamente al personal operativo, dotarlo de la totalidad de las herramientas necesarias para ejercer su labor y establecer un seguimiento riguroso de los procedimientos que se llevan a cabo en la operación.

Además, se considera necesario mejorar el sistema de registro de evidencias que documente adecuadamente los hallazgos de las revisiones, incluyendo fotografías y documentos relevantes, es crucial para respaldar la identificación de irregularidades y tomar las medidas correctivas necesarias.

Finalmente, la gestión del ciclo comercial es objeto de oportunidades de mejora encaminadas al aseguramiento de la toma de lectura y facturación. Esto implica la adopción de tecnologías y estructuración de manuales para asegurar el ciclo comercial, así como, la implementación de una estructura operativa de pérdidas con las herramientas adecuadas y un método estandarizado de gestión en campo.

9.1.5. Facturación de Zonas Especiales de Prestación del Servicio

No existe un procedimiento específico para la facturación en estas zonas, aunque hay un instructivo para la aplicación del FOES. Se recomienda diseñar un procedimiento que incluya implementar esquemas diferenciales como medición comunitaria, facturación basada en proyecciones de consumo, pago anticipado, o períodos flexibles de facturación para reducir pérdidas. Adicionalmente, se debe revisar que otras zonas o grupo de usuarios pueden cumplir para ser declarados como zonas especiales, garantizando con ello la reducción de las pérdidas en la zona y la disminución del importe a pagar en de factura al cliente por el aporte del FOES. La conformación de las zonas especiales requiere de implementación de totalizadores nivel 2, lo cual facilita el control y la gestión de las pérdidas dentro de la zona.

Adicionalmente se requiere reforzar el trabajo comunitario, alcaldías y entes gubernamentales que son quienes avalan la conformación de estas zonas.

9.1.6. Balance de Pérdidas Calculado por ASIC vs. el Balance Propio del OR

Existen discrepancias significativas entre los balances de pérdidas calculados por ASIC y los propios de DISPAC, calculando el operador un resultado a cierre de 2023 de 21,42% y que al aplicar la metodología de cálculo definida por la resolución CREG 015 de 2018, se obtiene un resultado de 21,60%. Es de vital importancia que los cálculos y reportes realizados se alineen con los estándares regulatorios vigentes para el sector eléctrico.

9.2. PÉRDIDAS TÉCNICAS

Los resultados de las pérdidas totales en Alta Tensión (AT) son de 1,35% los cuales superan considerablemente el índice de referencia de pérdidas eficientes estipulado por la CREG 108 de 2009. Sin embargo, en una visión global, el porcentaje de pérdidas técnicas para la red de AT es relativamente bajo. Para reducir estas pérdidas y acercarse al índice de referencia, es necesario evaluar futuros proyectos en el Plan de Expansión de la red de AT de DISPAC. Estos proyectos pueden incluir la creación de nuevas líneas de transmisión para enmallar la red, la construcción de nuevas subestaciones para reducir las distancias de las líneas de transmisión y la implementación de generación con puntos de conexión en niveles 4 y 3.

En alta tensión, la línea El Siete - Quibdó 1 de 110 kV presenta un elevado aporte a las pérdidas técnicas de energía (61%) del nivel 4, debido a su larga distancia (69,52 km) y a la cantidad de energía que transporta. Dada la topología de la red de alta tensión de DISPAC, la energía ingresa principalmente a través de las líneas El Siete – Quibdó 1 de 110 kV y Barroso - El Siete 1 de 110 kV, contribuyendo significativamente al aporte del índice de pérdidas técnicas totales. En este sentido, se recomienda incluir en el plan de expansión la posibilidad de enmallar la red de alta tensión de DISPAC o considerar la inclusión de nuevas subestaciones para reducir las distancias de las líneas de transmisión.

En el análisis de media tensión se observan circuitos con largos recorridos y alta demanda de energía, lo cual afecta negativamente las condiciones operativas de tensión para los clientes ubicados más alejados del punto de alimentación. Para mitigar estos problemas, se recomienda evaluar proyectos de inversión planteando la construcción de nuevas subestaciones, con el objetivo de reducir la distancia en kilómetros de red que alimentan los clientes finales, desarrollando así, un sistema optimizado para

atender la demanda de los clientes. Además, es aconsejable considerar la redistribución operativa de la demanda entre circuitos que estén alimentados desde la misma subestación, optimizando así la eficiencia del sistema, desarrollando e implementando un esquema de arquitectura de red en los sistemas de media tensión.

Fomentar la autogeneración tanto a pequeña como a gran escala, junto con la implementación de Generación Distribuida, son estrategias clave que ayudarían a atender eficientemente la demanda del sistema y disminuir las pérdidas técnicas en las redes de media tensión. Estas medidas no solo mejorarían la eficiencia energética, sino que también incrementarían la resiliencia y la estabilidad del suministro eléctrico.

En términos generales para disminuir y gestionar las pérdidas técnicas, se pueden adoptar diversas estrategias y medidas:

Mejoras en la Planificación de la Red: Implementar una planificación estratégica de la expansión de la red, considerando factores como la topología, la demanda futura y la localización de nuevas subestaciones (Arquitectura de red).

Uso de Tecnología Avanzada: Incorporar tecnologías como sistemas de gestión de la energía (EMS), redes inteligentes (smart grids) y medidores inteligentes para monitorear y gestionar las pérdidas en tiempo real.

En resumen, el cálculo y la gestión de las pérdidas técnicas son fundamentales para el desarrollo de una red eléctrica eficiente, económica y sostenible. Implementando las medidas adecuadas, es posible minimizar estas pérdidas, optimizar la operación del sistema y ofrecer un servicio de mejor calidad a los usuarios finales, contribuyendo al mismo tiempo a la sostenibilidad ambiental.

9.3. PERDIDAS ADMINISTRATIVAS

9.3.1. Estimaciones de Consumo

El resultado del análisis realizado a la facturación evidenció que el consumo promedio facturado a los clientes residenciales que son estimados por promedio propio o aforos han permanecido estancado, indicando que no hay mejoras significativas en la precisión de las estimaciones para estos clientes. Se propone incorporar un tercer modo de estimación basado en el consumo promedio del estrato residencial correspondiente, calculado a partir de los últimos seis consumos facturados por diferencia

de lectura en tarifas residenciales por cada municipio. Esta medida podría ayudar a mejorar la precisión de las estimaciones, equilibrar la facturación y mejorar los índices de pérdidas.

9.3.2. Consumos Cero

Durante el periodo de noviembre 2022 a noviembre 2023, un total de 7.981 clientes fueron facturados con consumo cero de manera consecutiva durante los 12 meses. Esto indica una posible falta de precisión en la medición o problemas relacionados con la gestión de estos clientes. De los clientes con consumo cero, solo 945 predios están identificados como desocupados, lo que sugiere que una gran mayoría de estos consumos cero no se debe a que los predios estén desocupados. Esto podría apuntar a otros problemas como fallos en la medición o en la captura de datos. El hecho de que una cantidad significativa de clientes esté registrada con consumo cero tiene un impacto directo en la facturación y puede contribuir a las pérdidas administrativas de la compañía. Es crucial identificar y resolver las causas de estos consumos cero para mejorar la precisión y eficiencia en la facturación. Se recomienda realizar campañas de verificación y normalización a los predios de consumo cero y actualizar en el sistema de información comercial.

9.3.3. Mejoras Tecnológicas

El sistema comercial desempeña un papel crítico en proyectos vinculados a la gestión de pérdida de energía, y su importancia se extiende a varias áreas clave:

- **Optimización de procesos en campo**: La implementación de un Sistema de Movilidad y Cargue Automático de lecturas en terreno agiliza las operaciones y permite la ejecución eficiente de campañas, como la verificación de consumos cero, registro de números de serie de equipos, y detección temprana de anomalías. Esto asegura una recolección de datos precisa y oportuna, mejorando la toma de decisiones.
- **Automatización de la detección de desviaciones**: La automatización del proceso de identificación de desviaciones significativas permite la rápida generación de órdenes de revisión y normalización en situaciones pertinentes. Esta acción reduce los errores en la facturación al identificar y corregir discrepancias de manera eficiente, garantizando una facturación más precisa y justa para los consumidores.

- **Gestión integral de irregularidades**: Un sistema integrado para gestionar las irregularidades ofrece un enfoque completo que abarca todo el ciclo del proceso, desde la generación de órdenes de revisión hasta la negociación y facturación posterior. Esto incluye el afloramiento de energía recuperada y pasos de garantía al cliente, asegurando transparencia y confiabilidad en el proceso.
- **Módulo de informes de Auditorías y Control de Calidad**: Realizar auditorías periódicas del sistema en temas relacionados con los tipos de medidores, criterios de facturación y estado de los equipos garantiza su integridad y eficacia a lo largo del tiempo. Estas auditorías permiten identificar posibles áreas de mejora, asegurando un funcionamiento óptimo del sistema y cumplimiento de estándares de calidad.

Al integrar estas mejoras y ampliaciones en el sistema comercial, se fortalece la capacidad de gestionar eficientemente la pérdida de energía, optimizando los procesos operativos, mejorando la precisión en la facturación y garantizando la satisfacción del cliente.

9.4. PLAN DE PÉRDIDAS

El plan de pérdidas propuesto pretende abordar de manera integral las problemáticas identificadas en la gestión de DISPAC, priorizando la estabilización del ciclo comercial, mantenimiento de los sistemas de medida centralizada instalados y la obtención de balances de energía coherentes de las macromedidas, así como la ejecución sistemática de acciones focalizadas direccionadas por un modelo de análisis de datos en pro obtener una mayor efectividad en la operación y recuperación de la energía.

Partiendo de un indicador de pérdidas totales IPT a cierre del año 2023 de 21,60%, por fuera de la senda de cumplimiento regulatoria establecida en la resolución CREG 501 046 de 2022, y dando cumplimiento al plan integral de pérdidas planteado, en 2026 se entraría en cumplimiento con un indicador de 17,49%.

Con un presupuesto total de $38.310 millones para los 5 años de ejecución del plan de pérdidas, concentrados mayormente en campañas focalizadas y el mantenimiento y recuperación de la medida centralizada, a cierre de 2028, quinto año y último año del plan planteado, DISPAC alcanzaría un indicador de pérdidas totales de 16,50%, un 0,1% por debajo de la senda regulatoria comprometida.

Como victoria temprana, luego de analizado el proceso de facturación, se han identificado 14.422 clientes con consumos inferiores al promedio del estrato, no desocupados ni dados de baja, de acuerdo

con la información suministrada a corte de noviembre de 2023. Es necesario normalizar el ciclo comercial de estos clientes para permitir la facturación por diferencia de lecturas, aunque debido al volumen de acciones y la capacidad operativa limitada, esto tomará tiempo. Para reducir el índice de pérdidas, se propone:

- Cambiar el modo de estimación a consumo promedio estrato para clientes en zonas gestionables con consumo mayor a cero y cuya variación sería menor al 50%.
- Aplicar este cambio a todos los clientes en zonas de difícil gestión por incidencias de orden público.
- Incluir en una campaña de normalización a clientes en zonas gestionables cuya variación de consumo sería superior al 50% con el cambio de estimación, revisando y normalizando su equipo de medida.
- Incluir en una campaña de normalización a clientes en zonas gestionables con consumo actual igual a cero y no desocupados, identificando su ocupación y normalizando su medida o cambiando el modo de estimación si se impide la normalización.

Se recomienda cambiar el modo de estimación para 10.397 clientes, recuperando 655,2 MWh mensuales, lo que aumentará el indicador móvil de pérdidas en un 2,93%.



10. ANEXOS

10.1. PLAN DE PÉRDIDAS

- Cálculos Plan tarifario 2024_2028_V_E.xlsx
- Plan de Perdidas Dispac 2024_2028_V_E.xlsx

10.2. PÉRDIDAS TECNICAS

- Detalle Circuitos y Trafos MT-BT.xlsx
- Estudios Pérdidas Técnicas Nivel III-IV Año 2023_V2.xlsx
- DISPAC AT.dz
- DISPAC MT.dz