



PLAN INTEGRAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

2022-2028



PRESIDENCIA DE LA
REPÚBLICA DOMINICANA

Consejo Unificado de las
Empresas Distribuidoras

edesur

edenorte

edeeste

CONTENIDO

1	Capítulo I: Generalidades.....	2
1.1	Glosario.....	2
1.2	Introducción.....	4
1.3	Otros aportes.....	6
1.4	Objetivos.....	6
1.5	Histórico de pérdidas e inversiones.....	7
2	Capítulo II: Análisis situacional.....	9
2.1	Situación actual.....	9
2.2	Déficit financiero.....	9
2.3	Mapa de pérdidas.....	10
2.4	Impacto del incremento de la satisfacción y salida de UNR.....	10
2.5	Normas técnicas.....	11
2.6	La tecnología y sistema de comunicación de la medición.....	12
2.7	Hallazgos que describen las causas del deterioro de la gestión.....	14
3	Capítulo III: Estrategia Nacional de Desarrollo (END).....	17
4	Capítulo IV: Marco estratégico del Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras.....	19
4.1	Pilares estratégicos Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras.....	19
4.2	Objetivo Estratégico Plan Integral de Reducción de Pérdidas 2022-2028.....	20
4.2.1	Eje 1: Mejorar la gestión de reducción de pérdida:.....	20
4.2.2	Eje 2: Mejorar la tecnología:.....	20
4.2.3	Eje 3: Optimizar la inversión:.....	20
4.2.4	Eje 4: Mejorar el modelo de rehabilitación de redes.....	20
5	Capítulo V: Definición de indicadores.....	22
5.1	Índice pérdidas de energía.....	22
5.2	Mejorar la tecnología.....	22
5.3	Eficientizar la inversión.....	22
5.4	Mejorar modelo de rehabilitación circuito.....	23
6	Capítulo VI: Definición de supuesto.....	25
6.1	Matriz de riesgo de hallazgos.....	25
7	Capítulo VII: Plan táctico.....	27
7.1	Eje 1: Mejorar la gestión de reducción de pérdidas.....	27
7.1.1	Desarrollar programas de control comercial y pérdidas.....	27
7.1.2	Promover buenas prácticas de comercial y pérdidas.....	28
7.1.3	Impulsar proyectos de mejora de pérdidas no técnicas.....	31
7.1.4	Mejora del ciclo de adquisiciones.....	37
7.1.5	Fortalecer la lucha contra la impunidad y el fraude eléctrico.....	37
7.2	Eje 2: Mejorar la tecnología.....	38
7.2.1	Promover planes de control de pérdidas por sistema de balances energéticos.....	38
7.2.2	Unificar esquemas de red inteligente de medición concentrada y telecorte.....	38
7.3	Eje 3: Optimizar la inversión.....	40
7.3.1	Priorizar Inversión bajo el enfoque de eficiencia y reducción de costos.....	40

7.3.2	Impulsar programas de mejora de la calidad y buen uso de los materiales	43
7.4	Eje 4: Mejorar el modelo de rehabilitación de redes	46
7.4.1	Estandarizar diseños de construcción.....	46
7.4.2	Desarrollar nuevos modelos de rehabilitación de circuito	47
7.5	Observaciones de impacto agregadas a la revisión por el consultor Mario López.	49
8	Capítulo VIII: Compromiso con el Pacto Eléctrico.....	51
8.1	Presupuesto plan.....	53
9	Capítulo IX: Presupuestos y cronograma 2022	56
9.1	Presupuestos y cronogramas 2022 de EDESur	56
9.2	Presupuestos y cronogramas 2022 de EDENorte.....	57
9.3	Presupuestos y cronogramas 2022 de EDEEste	58
10	Anexos.....	60

1 Capítulo I: Generalidades

1.1 Glosario

Acrónimo	Descripción
ACOMETIDA	Es la derivación de cables eléctricos, desde la red de distribución que proporciona la empresa suministradora del servicio eléctrico hasta la protección principal o medidor de energía de la edificación o propiedad donde el usuario utilizará la energía eléctrica
ALUMBRADO PÚBLICO	Es el servicio público consistente en la iluminación de las vías públicas, parques públicos y demás espacios de libre circulación
AMI	Advanced Metering Infrastructure (Infraestructura de medición avanzada)
AMISTAR	Sistema utilizado para la venta de energía a medidores prepago
AMR	Automatic Meter Reading (Sistema para la toma de lectura automática de medidores)
AP	Alumbrado público
BD	Base de datos
BIRF	Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, institución del Grupo Banco Mundial que ha financiado y liderado proyectos de inversión en República Dominicana
BT	Baja tensión
CAPEX	Capital Expenditures (Gastos de capital)
CDEEE	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
CEB	Control Económico de Brigadas
CENTRO DE TRANSFORMACION	Es una instalación eléctrica que recibe energía en alta tensión o en media tensión y la entrega en media o baja tensión para su uso por los usuarios finales
CT	Centro de transformación
CONDUCTORES	Materiales que conducen el calor o la electricidad
CONEXIONES	Es cualquier estructura que permita que la electricidad fluya a través de ella
ECL	Sistema utilizado para enviar estadísticas de las pérdidas energéticas
EDE	Empresas Distribuidoras de Electricidad
EMS-OTV	Element Management System - On-Ramp Total View (Sistema de colección de datos y monitoreo de la red de radio frecuencia 2.4GHz).

	Utiliza un protocolo propietario de radio frecuencia comunicación diseñado por ONRAM para la interacción entre los puntos finales y el punto de acceso (AP). Desde el punto de acceso (AP) hacia la red de la empresa, ethernet. Tipo de medidor incluidos: comerciales en baja tensión y residenciales
EPS 3.0	Protocolo para el funcionamiento de medidores prepago
ESTRUCTURA EN MT-BT	Las redes en media y baja tensión son los sistemas que constituyen un circuito de distribución energético
GCM	Sistema que permite contratar en terreno
HES	Head and System (Sistema de gestión cabecera de varios grupos de medidores sobre una plataforma)
IGEA	Geographical Information System (Proporciona herramientas para la gestión de fincas y suministros en el callejero)
IPP	Independent Power Producer (Productor Independiente de Energía)
INDOCAL	Instituto Dominicano de Calibración
kVA	Kilo Voltio Ampere (Medida de potencia eléctrica)
kWh	Kilovatio-horas (Es la unidad de medida de la energía eléctrica consumida en una hora)
MDC	Captura de medición de datos
MDM	Master Data Management (Gestión de datos maestros). Es un método que permite a una organización relacionar todos sus datos críticos con un solo archivo llamado archivo maestro, de forma que se obtiene un punto de referencia común para los datos más importantes, simplificando además el intercambio de datos entre personal y departamentos
MEDIDOR	Componente físico que registra la energía consumida de la red de distribución
MEDIDOR PREPAGO	Componente físico del medidor prepago que registra la energía consumida de la red de distribución por un consumidor prepago
MEDIDOR MOSTRENCO	Hace referencia a un equipo de medida no registrado en el sistema de gestión comercial
MT	Media tensión
MV90	Es un componente del sistema de la red fija que procesa datos de lectura de medidores que generalmente se originan en medidores comerciales e industriales. Fabricante ITRON
OS	Orden de servicio
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	Representan la energía que se toma de manera ilegal del sistema y utilizan algunos usuarios sin que se registre por medidores de energía, debido principalmente a hurtos, manipulación indebida de equipos o de sistemas de facturación para disminuir registros de consumo, entre otros
PÉRDIDAS TÉCNICAS	Causadas por el calor que se produce cuando la electricidad pasa por las líneas de transmisión y transformadores
PÉRDIDAS TOTALES	Equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía facturada
PGASE	Procuraduría General Adjunta para el Sistema Eléctrico
PLC	Power Line Communications (Comunicación por la línea eléctrica)
PRIME READ	Sistema utilizado para recolectar las informaciones de los medidores telemedidos, envían informaciones por la red que son los puntos de compra de energía y los grandes clientes o industrias
POSTE	Estructura que se coloca de forma vertical que funciona como apoyo. Se utiliza generalmente en construcción de alambradas, tendidos eléctricos y telefónicos, televisión por cable, para iluminar calles, plazas o estadios
PUESTA A TIERRA	Tiene como objetivo derivar la energía para la sobretensión hacia la puesta a tierra, evitando así daños en equipos eléctricos y electrónicos
REI	Redes Eléctricas Inteligentes (Smart Grids)

RF	Radio Frecuencia. Sistema que usan las frecuencias de radio para transmitir los datos a la nube
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition, indica un sistema de control que por un lado permite la monitorización y supervisión de subestaciones eléctricas, mediante acceso remoto. Por otro lado, permite, a través de la adquisición de datos, identificar oportunamente las fallas y las causas de las desconexiones e interrupciones del servicio
SIE	Superintendencia de Electricidad
TELEMEDICIÓN	Sistema que permite obtener las lecturas de los medidores de la red, de manera remota o teledirigida hasta un sistema central de gestión
TOTALIZADORES	Medidores instalados en un nivel más alto del conjunto de medidores para totalizar la energía entregada y así comparar con la suma de las lecturas individuales
TRX	Transformadores exclusivos
TWACS	Two-way communication (Sistema de comunicación automático de doble vía). Sirve para la colección de datos y el monitoreo de la red PLC. Utiliza un protocolo de comunicación PLC propietario, diseñado por ACLARA y desde las subestaciones el acceso hacia la red de la empresa vía ethernet. Permite la conexión y desconexión remota de los dispositivos que poseen este módulo
UNR	Usuarios no regulados
WAN	Wide Área Network (Red de área amplia)
STOCK	El stock o inventario de existencias es el conjunto de materiales y/o mercancías que se almacenan
URD	Underground Residential Distribution (Cables aislados para uso soterrado y otras aplicaciones)
ANSI	American National Standards Institute (Instituto Nacional Estadounidense de Estándares)
EX-POST	Metodología de seguimiento a los proyectos de inversión
MDC	Captura de medición de inteligencia
BIG DATA	Es un término que se utiliza para definir un gran conjunto de datos o combinación de estos
BDI	Sistema de georreferencia
SGAT	Sistema de gestión y análisis de totalizadores
SGC	Sistema de gestión comercial
VIENTO	Cable de acero galvanizado que se utiliza para mantener la fijación del mástil y evitar los efectos del viento
ICV	Índice de calidad de vida
TIC	Tecnologías de la información y comunicación
PMAA	Plan de manejo y adecuación ambiental
ASAI	por sus siglas en inglés, Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio (Average Service Availability Index)
SAIDI	Por sus siglas en inglés, Índice de Duración Promedio de las Interrupciones del Sistema (System Average Interruption Duration Index)
SAIFI	Por sus siglas en inglés, Índice de Frecuencia Promedio de las Interrupciones del Sistema (System Average Frequency Index)

1.2 Introducción

Las Empresas Distribuidoras de Electricidad (EDE) de la República Dominicana se crean en cumplimiento con la Ley General de Reforma de la Empresa Pública No. 141-97 e iniciaron sus operaciones el 13 de agosto de 1999 después de un proceso de capitalización en el cual resultaron ganadoras las empresas multinacionales Union Fenosa y AES Corporation. Desde entonces el sector ha venido presentando diversos cambios en la administración de las EDE.

En el año 2001 mediante la Ley General de Electricidad No. 125-01 fue establecida la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), con la finalidad de liderar y coordinar las empresas eléctricas, llevar a cabo los programas del Estado en materia de electrificación rural y suburbana a favor de las comunidades de escasos recursos económicos, así como de la administración y aplicación de los contratos de suministro de energía con los Productores Independientes de Energía (IPP).

En el año 2003, Unión Fenosa acordó venderle las distribuidoras EDENorte y EDESsur a la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE). AES Corporation se mantuvo administrando EDEEste hasta mayo de 2008, cuando decide vender su parte accionaria y traspasar la administración a Trust Company of the West (TCW). En Junio del año 2009, el Estado Dominicano a través del Fondo Patrimonial de Empresas Reformadas (FONPER), adquirió el 50% de las acciones de manos de TCW, pasando el Estado Dominicano a ser el administrador de las EDE.

En el año 2018, a través de los fondos de préstamos del Banco Mundial, mediante la consultoría realizada por la empresa AF-Mercados EMI, se presenta el estudio para elaboración de un Plan Maestro para la expansión del sistema de distribución y estudio de pérdidas de las EDE, el cual contiene los principios rectores que se tomaron en cuenta para la actualización de los proyectos de expansión y análisis de los planes estratégicos de reducción de pérdidas, que sirvieron de base para este Plan Integral de Reducción de Pérdidas.

El 16 de agosto del año 2020, mediante decreto 342-20 se crea el Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras de Electricidad del Estado Dominicano. Es en este marco y de acuerdo con la ley 1-12 de Estrategia Nacional de Desarrollo (END) el país se abocó en la concepción de un pacto para la mejora del sector eléctrico y mediante decreto 389-14 nace el Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico en la República Dominicana, que busca proveer al país un sistema confiable, eficiente, transparente y sostenible, que sea soporte a la realización de la visión de nación y objetivos consignados en la Estrategia Nacional de Desarrollo. Además, el Pacto Eléctrico pretende garantizar en el sector eléctrico los mecanismos de evaluación y rendición de cuentas integrales, sistemáticos, permanentes y transversales para todos los procesos y actores públicos y privados del sistema eléctrico del país, y donde las Empresas Distribuidoras de Electricidad tengan la capacidad de cubrir sus gastos operativos, de mantenimiento y de inversión para la expansión de un sistema eficiente, con mejoras en la cobertura, calidad y continuidad en la prestación del servicio eléctrico. Diseñar e implementar un Plan Integral de Reducción de Pérdidas medible y auditable.

En noviembre 2021 fue presentada a la Vicepresidencia Ejecutiva del Consejo Unificado, los informes resultados de la consultoría para la preparación de los planes de mejora de la gestión (PMG), realizada por el Sr. Mario López Cabalero bajo el préstamo del Banco Mundial BIRF. Nro. 8563-DO, de donde se toman en cuenta para este documento las recomendaciones del consultor para las mejoras de la gestión de las EDE.

Descargo:

Este documento ha sido preparado por la unidad de Programas Estratégicos adscrita a la Vicepresidencia Ejecutiva del Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras y en cumplimiento a lo previsto en el Pacto Eléctrico de disponer del Plan Integral de Reducción de Pérdidas. Programas Estratégicos ha realizado el trabajo en coordinación con la unidad de Planificación del CUED, las direcciones de reducción de pérdidas y de proyectos de las EDE. Cualquier destinatario que utilice este documento para cualquier otro propósito, o se apoye en este de alguna manera, lo hace a su propia responsabilidad. No se cede ninguna representación o garantía, expresa o implícita, en relación con la exactitud o integridad de la información aquí presentada o su idoneidad para cualquier otro propósito en particular.

1.3 Otros aportes

Es de resaltar que la elaboración del plan toma en cuenta las recomendaciones y observaciones de tres consultorias impulsadas a través de los fondos financiados por el Banco Mundial y por ende son documentos guías y de referencia vinculante del plan integral de reducción de pérdidas:

- **PMG** – Planes de Mejora para la Gestión, por **Sr. Mario López**. Noviembre 2021. El presente plan cuenta con la revisión y observaciones del sr. López.
- **PAR**- Plan de Arquitectura de la Red, por **Sr. Andres Detomasi**. En ejecución. El presente plan cuenta con la revisión y observaciones del sr. Detomasi.
- **Plan Maestro** – y estudio de pérdidas, por la empresa AF-Mercados EMI Enero 2018, hoy en proceso de actualización, la consultora cambió de nombre a **Mercados Aries International**. Se incluyen guía y criterios rectores para el plan de expansión, así como mejoras a procesos de tratamiento de actas de irregularidades y gestión comercial.

1.4 Objetivos

Objetivos General

Mostrar la estrategia global de reducción de pérdidas y plantear las iniciativas de mayor impacto orientadas en una visión integrada de las tres EDE, para unir esfuerzos, crear sinergia y así llevar a cabo de manera más efectiva las acciones que ayuden a acelerar la recuperación financiera.

Objetivos Específicos

El Plan Integral de Reducción de Pérdidas contiene como objetivos específicos los siguientes:

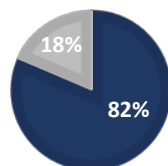
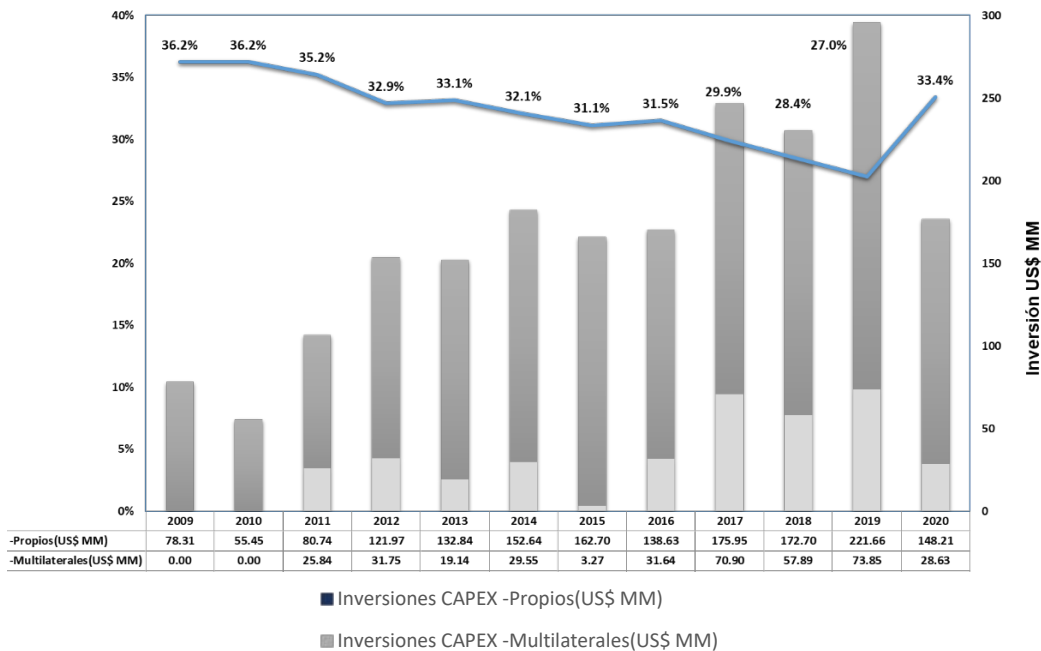
- a. Programa de inversiones sobre la expansión y rehabilitación de redes durante el periodo 2022 al 2028, incluye los costos de inversión requeridos para proyectos de rehabilitación de redes en puntos vulnerables y el blindaje técnico de las redes de distribución que permite el abastecimiento de la demanda conforme a lo establecido en la ley num.125-01.
- b. La ampliación de los programas de tele gestión (telemedida y telecorte) y/o prepago, incluyendo a los clientes que participan en Bonoluz.
- c. La integración de las zonas carenciadas a la gestión técnica y comercial de las Empresas Distribuidoras de Electricidad.
- d. Mejorar la efectividad de los mecanismos destinados al control y persecución del fraude eléctrico, sugiriendo auditoria de procesos al interior de las EDE, así como un mejor uso de las tecnologías disponibles para combatir nuevas modalidades de fraude eléctrico, que puedan emerger asociados a la tele gestión.
- e. Mejorar la gestión comercial mediante el establecimiento de polígonos de gestión conforme a características geográficas, de las redes eléctricas y de los usuarios o como bien se denomina en las acciones como zonas foco.
- f. La contratación masiva de suministros en conexión directa y la vinculación de clientes a totalizadores en los Centros de Transformación.

- g. El establecimiento de un modelo de proyección del flujo de caja de las Empresas Distribuidoras de Electricidad, que toma en cuenta el impacto esperado del plan integral de reducción de pérdidas.
- h. Mecanismos de seguimiento que garantizarán el logro de las metas establecidas en el programa de reducción de pérdidas y el cronograma de mejora de gestión, que permitirá identificar los posibles desvíos y la adopción de medidas de corrección necesarias.
- i. El presupuesto de inversiones de cada Empresa Distribuidora de Electricidad de su programa de reducción de pérdidas y cronograma de mejora de gestión, a fin de que los mismos sean consistentes con las metas establecidas a nivel de las tres empresas distribuidoras.
- j. Definición y aplicación de régimen de consecuencias ante el no alcance de metas y objetivos comprometidos, salvo casos de fuerza mayor.

1.5 Histórico de pérdidas e inversiones

Para trazar las próximas líneas de acción hay que observar y entender el comportamiento evolutivo de las pérdidas de energía que en gran parte impactan el déficit del sector. En el gráfico evolutivo de las pérdidas se observa un ligero descenso del indicador en %, aunque contrastado con el nivel de inversiones se contraponen el gran esfuerzo que ha tenido que asumir el sector eléctrico para tratar de buscar la eficiencia. La inversión se desglosa en dos renglones, en proyectos de fondos propios y multilaterales correspondientes a los financiamientos de los bancos internacionales que han operado bajo el programa del Banco Mundial. Vale mencionar que como resultado del esfuerzo de inversión realizado por el país, en desarrollo de infraestructura eléctrica, la calidad de servicio ha mejorado significativamente, partiendo de un SAIDI2 mensual de aprox. 141h en el 2012, a un valor de aprox. 70h en el 2019.

Evolutivo del indicador de % de pérdidas y la inversión en US\$MM





CAPITULO II ANÁLISIS SITUACIONAL

2 Capítulo II: Análisis situacional

2.1 Situación actual

El sector eléctrico Dominicano ha sido afectado por un alto porcentaje de pérdidas, que arrastra un déficit financiero que para el 2021 se situó en US\$984,9 MM, aunado a esto el alto monto de las inversiones que se han realizado al sector en los últimos 12 años sin que se perciba el verdadero beneficio esperado, esto genera un escenario desalentador a nuevas inversiones, sumado a esto variables que afectan los indicadores operacionales de las EDE, como es la salida de UNR y otras situaciones que impactan hasta en los aspectos socioeconómicos, como el haber desmontado los programas de gestión de demanda en los circuitos de muy altas pérdidas, todo ello coloca un escenario retador ante los planes de reducción de pérdidas, que tendrán que remontar la brecha ahora existente entre efectividad de las inversiones y disciplinar el mercado. Aun así, al ver el panorama nacional en un mapa de pérdidas por provincia, vemos que existen sectores en algunas zonas del país que muestran buenos resultados, lo cual nos enfoca en construir el Plan Integral de Pérdidas con el objetivo de dimensionar las inversiones.

2.2 Déficit financiero

El déficit financiero proyectado del 2021 es de US\$984.9 MM

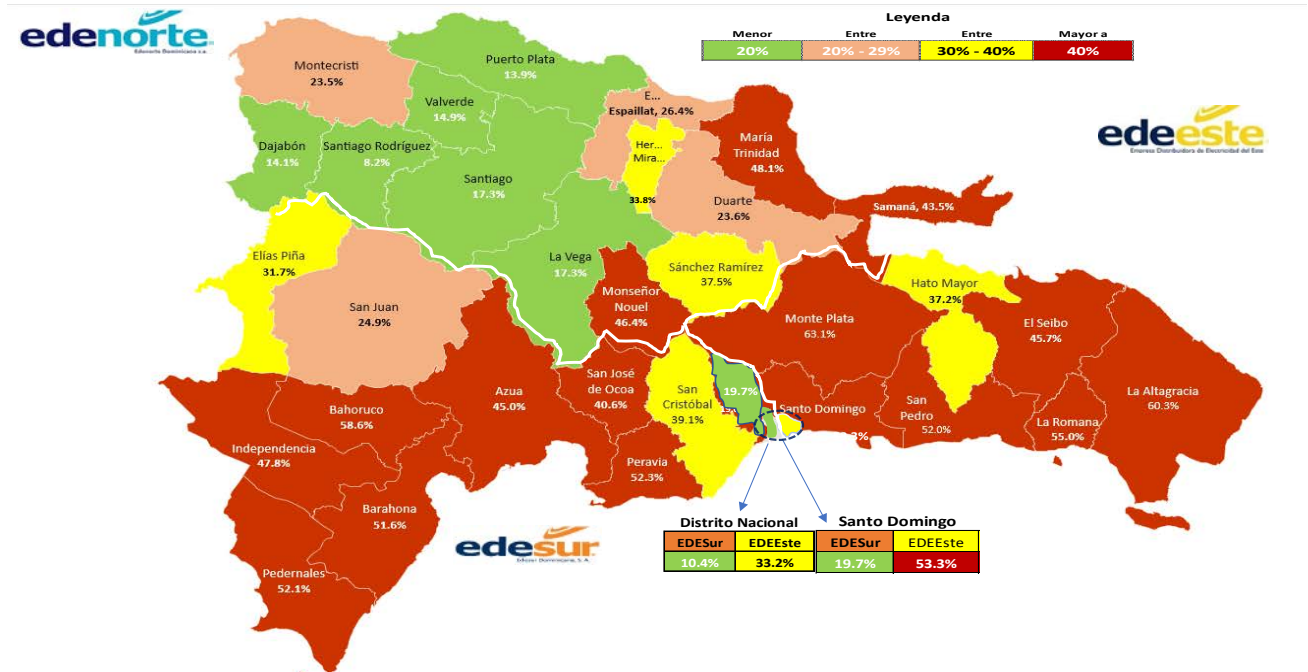
Indicador	Unidad	Acumulado año			Variación 2021 Vs.	
		2019	2020	2021	2019	2020
Energía comprada	GWh	15,150.2	15,677.4	16,608.9	1,458.8	931.6
Precio medio compra (PMC)	US\$ Cents	12.9	10.9	12.5	-0.4	1.5
Factura por Energía	MMUS\$	1,952.1	1,715.1	2,072.4	120.3	357.3
Energía facturada	GWh	11,059.4	10,484.2	11,174.6	115.2	690.5
Precio medio venta (PMV)	US\$ Cents	15.5	14.2	14.1	-1.4	-0.2
Facturación por energía	MMUS\$	1,708.9	1,492.5	1,573.2	-135.7	80.7
Cobros por energía	MMUS\$	1,648.7	1,409.2	1,497.0	-151.6	87.8
Otros Ingresos	MMUS\$	29.8	22.8	24.0	-5.8	1.2
Margen compra-venta	MMUS\$	(273.6)	(283.1)	(551.4)	(277.8)	(268.2)
Gastos operativos (OPEX)	MMUS\$	305.5	262.9	285.3	-20.2	22.4
Impuestos, tasas e Inst. Reg.	MMUS\$	85.9	74.4	54.8	-31.1	-19.6
Gastos financieros	MMUS\$	254.2	50.8	20.4	-233.7	-30.4
Resultado Operativo	MMUS\$	(919.3)	(671.3)	(911.9)	7.3	(240.6)
Inversión (CAPEX)*	MMUS\$	295.5	176.8	73.0	-222.5	-103.9
Déficit Financiero	MMUS\$	(1,214.8)	(848.1)	(984.9)	229.9	(136.8)
Satisfacción Demanda	%	87.5%	96.3%	98.2%	10.7%	1.9%
Índice de Pérdidas de energía	%	27.0%	33.1%	32.7%	5.7%	-0.4%
Índice de Cobranzas	%	96.5%	94.4%	95.2%	-1.3%	0.7%
Cash Recovery Index (CRI)	%	70.4%	63.1%	64.0%	-6.4%	0.9%

* Fuente: data de indicadores Dirección Corporativa de Planificación VPE- Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras

* CAPEX no incluye Multilaterales (26.3 MMUS\$ 2021)

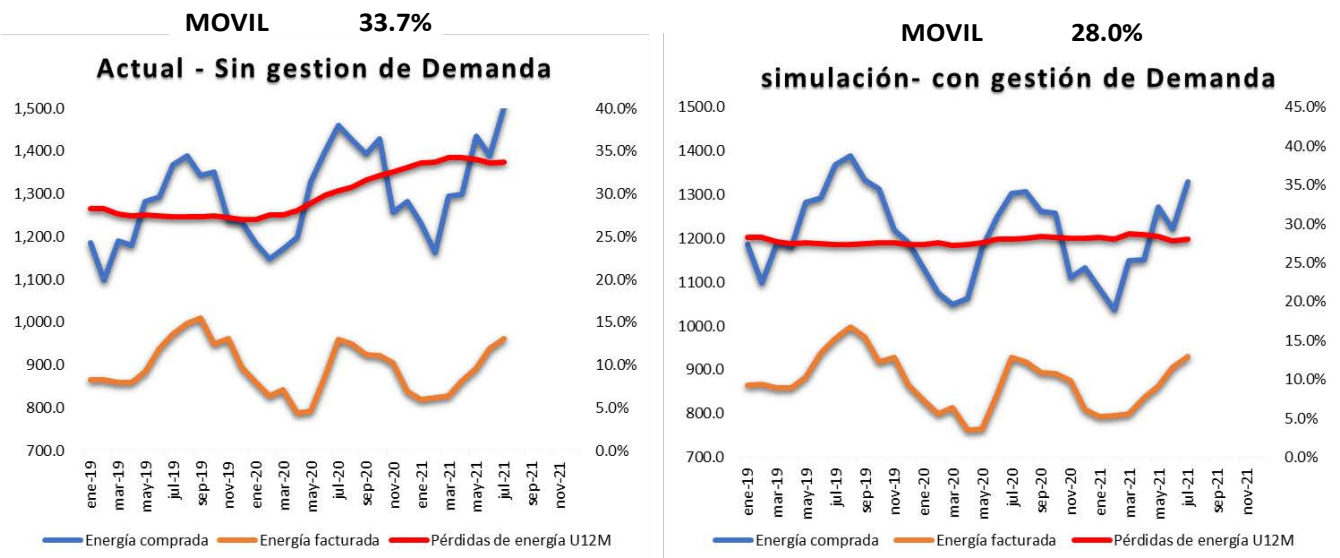
2.3 Mapa de pérdidas

En la siguiente imagen se muestra la actualidad de las pérdidas provinciales año móvil septiembre 2021, la escala de colores representa el indicador de pérdidas en porcentaje.

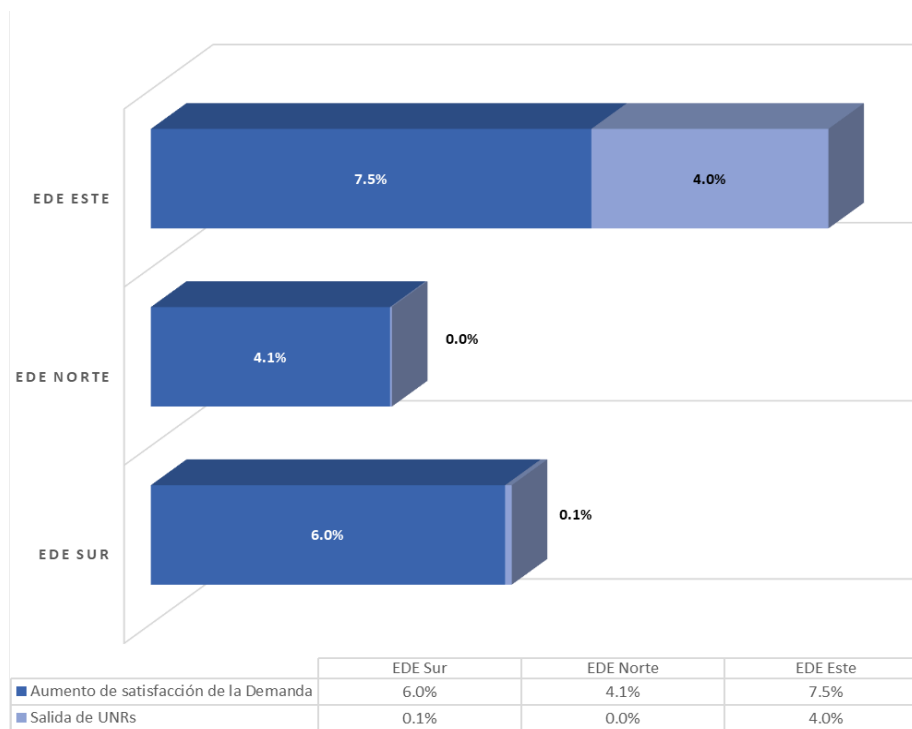


2.4 Impacto del incremento de la satisfacción y salida de UNR

Simulación de escenarios con programación de la gestión de la demanda y sin gestión de la demanda para las EDE. El análisis data al comparar el indicador de pérdidas con la satisfacción de la demanda que para el 2019 promedió 87.4% y que a partir de marzo 2020 pasó a un promedio de un 97.1%.



El impacto segregado en las pérdidas de las EDE por el incremento de la satisfacción y salida de UNR es el siguiente:



2.5 Normas técnicas

Son una serie de documentos emitidos por un organismo de reconocida autoridad, para regular o imponer especificaciones especializadas en el desarrollo y aplicación de la tecnología, estructura o diseño.

Las normas y fichas técnicas de los materiales de redes eléctricas a noviembre 2020 se encontraban con importantes contradicciones y desactualizaciones, todo ello generando una situación comprometedoras para el control y fiscalización de los materiales que se adquirirían en el país, a tal grado que las EDE llegaron a emitir fichas técnicas por su cuenta y se fueron distanciando de las resoluciones de la SIE.

La Superintendencia de Electricidad, constituye el ente regulador del subsector eléctrico dominicano y tiene la obligación de fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y la normativa técnica aplicables al subsector, en relación con el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, y así mismo es responsable de establecer las tarifas y peajes sujetos a regulación de precios, a tal efecto resaltamos las resoluciones que corresponden a las redes eléctricas de distribución:

- Resolución SIE-029-2015-MEMI Reglamento de Diseño y Construcción Redes Distribución Aéreas.
- Resolución SIE-069-2016-MEMI Actualización de Normas de Diseño y Construcción Redes Distribución – Postes de Hormigón.
<https://sie.gov.do/sobre-nosotros/marco-legal/item/resoluciones-sie>

En la tabla siguiente se resume el trabajo levantado con las fichas técnicas:

Total de Fichas Técnicas 928		* Otros renglones mas usados de normas Internacionales *Items de capacidades no comunes				
SIE 607	No usadas en Rehabilitar Redes 2012-2021					
	Fichas Técnicas usadas en Proyectos de Rehabilitación con Multilaterales	SIE	371	260	✓	Homologadas
EDENorte EDESsur EDEEste		CHND Comité Homologación Normas Distribución	321	111	✗	Han sido Objeto de actualizaciones en algunas especificaciones
			250	✓	Homologadas para las 3 EDE	
				71	✗	Homologadas para las 3 EDE
Propias de las EDE 321		Total Fichas en Multilaterales --->		692		

2.6 La tecnología y sistema de comunicación de la medición

Tradicionalmente ha existido distanciamiento entre las estrategias de tecnología y las comerciales, esto se evidencia en la percepción colectiva de que los costos de las tecnologías de la información y comunicación (TIC) son elevados. Esto responde a dos razones: la primera es que en el pasado los criterios que se utilizaron para realizar inversiones en tecnología no fueron los idóneos y hoy no se evidencia el valor que aportan esas inversiones al negocio, la segunda es que los sistemas actuales son obsoletos y actualizarlo supone una serie de inversiones de alto costo.



Al tener liderazgos independientes en las EDE, se crearon entre ellas “brechas digitales” entre las cuales identificamos las siguientes:

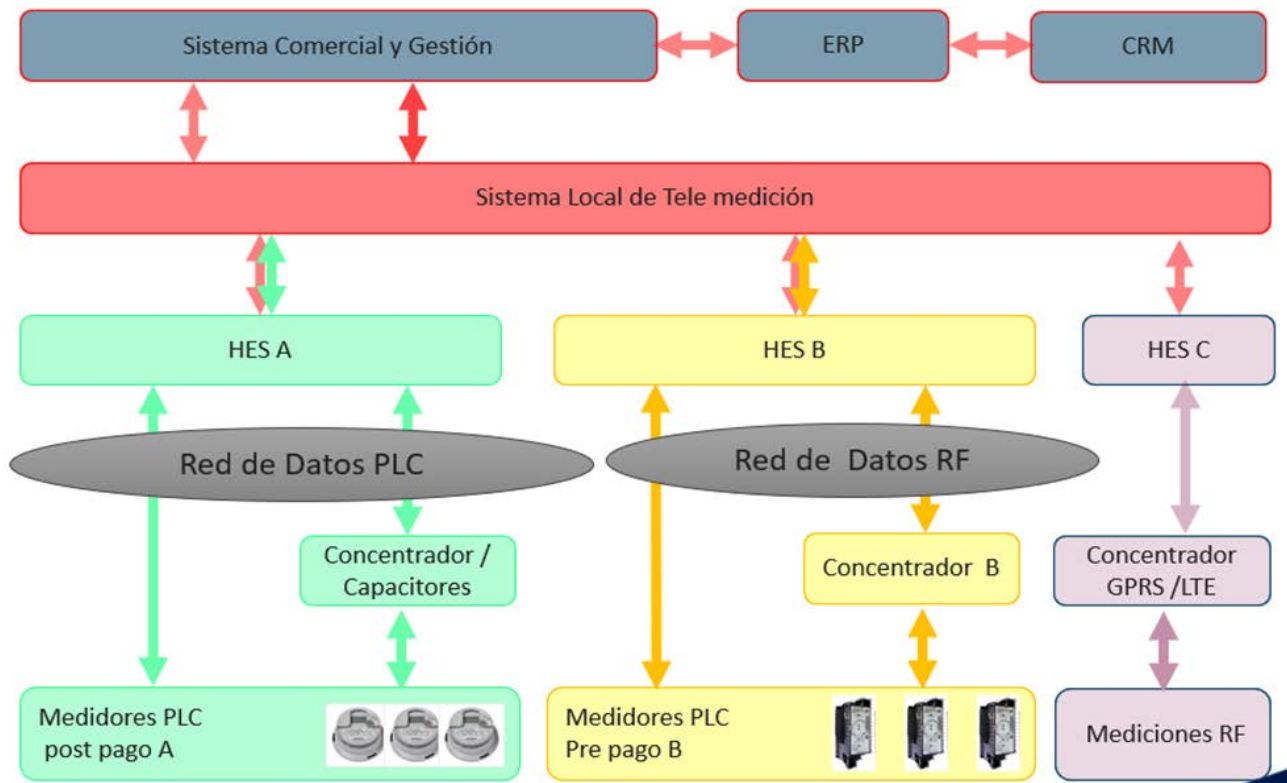
- Sistemas independientes en algunas ocasiones incluso del mismo proveedor.
- Contratos de licenciamientos de software individuales, misma tecnología y diferentes precios debido a las diferencias en sus infraestructuras.
- Alta rotación de personal especializado en competencias de desarrollo de software. Lo que implica una dependencia de terceros para el soporte de aplicaciones y servicios.
- Deficiencia en la gestión de proyectos de infraestructuras y plataformas divididas.

A continuación, se muestra una tabla con las cantidades de clientes por tipo de conexión y tecnología de la medida:

Sistema de medición	Tecnología de Comunicación	EDESUR	EDEEste	EDENorte	TOTAL	%
		Cantidad	Cantidad	Cantidad		
Telemedida	RF	12,586	30,500	106,020	149,106	6%
	GPRS	193,218	3,114	7,461	203,793	8%
	PLC TWACS	441,899	98,000	349,760	889,659	36%
	PLC - 3G		2,000		2,000	0%
Convencional	N/A	186,139	498,665	576,274	1,261,078	50%
Total con medición		833,842	632,279	1,039,515	2,505,636	100%

Usuarios en Conexión Directa Autorizada	EDESUR	EDEEste	EDENorte	TOTAL	Proporción %
	Cantidad	Cantidad	Cantidad		
Sin medidor	73,000	127,000	121,517	321,517	11%
Total Clientes EDE		906,842	759,279	1,161,032	100%

La red actual de comunicación entre diferentes tecnologías de las EDE es muy variada y congestionada. En el siguiente diagrama se representa el protocolo de comunicación entre los dispositivos, partiendo de la red de acceso y transporte propietaria de cada marca.



2.7 Hallazgos que describen las causas del deterioro de la gestión

A continuación, se mostrarán los hallazgos más relevantes que consideramos impactan en el control efectivo de la reducción de pérdidas. Resaltamos que el orden se presentan estas variables no implica mayor importancia una sobre otra:

- **Asociación cliente - transformador - circuito:** Es la problemática de la falta de mantenimiento del campo de asociación de circuito de los suministros, el mismo afectando toda la data de las herramientas de inteligencia adquiridas para el monitoreo y control de pérdidas.
- **Medidores mostrencos:** Hace referencia a un equipo de medida no registrado en el sistema comercial SGC. Se observa que sigue siendo recurrente este tipo de situaciones, donde terceros venden a clientes medidores sustraídos de otras localidades con otro serial, disimulando en apariencia que el punto de medida está en situación correcta, cuando es ocultando un fraude.
- **Recurrencia de líneas directas:** En los circuitos, sobre todo en los no rehabilitados, es muy común estos casos y las acciones de las EDE no son suficientes, impactando en el seguimiento y persecución del fraude eléctrico y por ende aumentando el deterioro de las redes y la cartera.
- **No aprovechamiento del IGEA:** No se ha utilizado toda la data y la asociación cliente circuito que representa esta herramienta de información geográfica.
- **Fronteras de circuitos:** Se continúan presentando innumerables casos de circuitos que se entrecruzan y se producen cantidades de migración incontrolables de clientes que se conectan a otro circuito de manera ilegal para buscar mejor servicio.
- **Plan de abastecimiento:** En el pasado no se contó con una planificación eficiente entre las iniciativas de reducción de pérdidas, los planes de compras, adquisiciones de medidores y materiales asociados, lo que repercute en recurrentes fallas de stock de material y por tanto desvío de los planes de acción. Dentro de las situaciones provocadas tenemos: normalizaciones de suministros sin medidor y altos costos de operación como consecuencia de repetidas órdenes de inspección ineficientes.

- **Totalizadores:** Como elemento indispensable para que funcionen las distintas herramientas inteligentes de control, tanto en las micromediciones como en macromediciones, no se ha concretado un plan para el uso de éstas y tampoco se tiene un plan de adquisiciones. En algunos casos se instalaron en conectividad GPRS se decidió desinstalarlos y reutilizar esos medidores para otros usos debido a los periodos de escasez.
- **Luminarias sobre encendidas:** En diversos sectores siguen presentándose las luminarias sobre encendidas y no cuentan con stock de fotoceldas ni luminarias para ser corregidas, muchos casos quedan en este estado agravando las pérdidas.
- **Falta de fiscalización:** A las distintas acciones de gestiones sobre la red de distribución, como son: los procesos de normalización de puntos de medida donde se detectan irregularidades y los proyectos de rehabilitación de la red con fondos propios no son objeto de fiscalización o auditoría, por lo que no hay presencia de seguimiento o que se aseguren que los instaladores ejecutaran maniobras conforme a las normas. Este es uno de los puntos clave en lo que se produce el círculo vicioso del ataque a las pérdidas.
- **Uso variado de tipos de medidores sockets y botton:** En el caso de las EDE, se acentúa esta gran diversidad de materiales y esquemas de acometidas, debilitando el proceso de planificación y adquisiciones de manera ordenada y eficiente hacia el abastecimiento de economía de escala.
- **Conectividad de la medición:** Actualmente se presenta un esquema muy variado de distintas conectividades entre los medidores instalados, ya sea por modem celular, GPRS, radio frecuencia RF, PLC y TWACS.
- **Altos costos en los proyectos de rehabilitación de circuitos:** En la gestión de proyectos en fases anteriores se resalta un costo promedio por punto normalizado con valores por encima a la media que aplicaría en casos de empresas deficitarias en fase de recuperación.



Caja derivación abierta mal instalada en proyecto en ejecución



**CAPITULO III
ESTRATÉGICA NACIONAL
DE DESARROLLO (END)**

3 Capítulo III: Estrategia Nacional de Desarrollo (END)

La Ley 498-06 plantea la concertación de una Estrategia de Desarrollo como instrumento de planificación que definirá la imagen objetivo del país a largo plazo y los principales compromisos que asumen los poderes del Estado y los actores políticos, económicos y sociales del país, tomando en cuenta su viabilidad social, económica y política. Para ello, identificará los problemas prioritarios que deben ser resueltos, las líneas centrales de acción necesarias para su resolución y la secuencia de su implementación.

Impulsar una Estrategia de Desarrollo con una visión de 20 años que permita transitar el camino hacia el país por todos y todas deseado requiere, como requisito indispensable, la unidad de todas las voluntades nacionales para apoyar su puesta en ejecución. Por ello la concertación es indispensable: todos los dominicanos y dominicanas tenemos que estar de acuerdo en qué país queremos lograr para 2030, cuáles son los principales obstáculos para su consecución y, consecuentemente, cuáles son las líneas de acción más idóneas para remover esos obstáculos y lograr un país mejor.

A nivel nacional, existe la planificación nacional del sector público por los artículos 241 y 242 de la Constitución del país que trata sobre La Estrategia Nacional de Desarrollo y Los Planes Nacionales Plurianuales. También por las leyes crean el “Sistema de Planificación e Inversión Pública” y 1-12 de la Estrategia Nacional de Desarrollo. El presente plan se alinea a los siguientes objetivos de la estrategia de la nación que se relacionan directamente con la misión del CUED.

Objetivo General 3.2 Energía confiable, eficiente y ambientalmente sostenible	
<p>3.2.1 Asegurar un suministro confiable de electricidad con precios competitivos y en condiciones de sostenibilidad financiera y ambiental.</p>	<p>3.2.1.1 Impulsar la diversificación del parque de generación eléctrica, con énfasis en la explotación de fuentes renovables y de menor impacto ambiental, como solar y eólica.</p> <p>3.2.1.3 Planificar e impulsar el desarrollo de la infraestructura de generación, transmisión y distribución de electricidad, que opere con los estándares de calidad y confiabilidad del servicio establecido por las normas.</p> <p>3.2.1.4 Impulsar en la generación eléctrica, la aplicación rigurosa de la regulación medioambiental, orientada a la adopción de prácticas de gestión sostenibles y mitigación del cambio climático.</p> <p>3.2.1.5 Desarrollar una cultura ciudadana para promover el ahorro energético y uso eficiente del sistema eléctrico.</p> <p>3.2.1.6 Promover una cultura ciudadana y empresarial de eficiencia energética, mediante la inducción a prácticas de uso racional de la electricidad y la promoción de la utilización de equipos y procesos que permitan un menor uso o un mejor aprovechamiento de la energía.</p>



**CAPITULO IV
MARCO ESTRATÉGICO
CONSEJO UNIFICADO DE
LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS**

4 Capítulo IV: Marco estratégico del Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras

Misión:

Gestionar eficientemente las Empresas Distribuidoras de Electricidad para que suministren energía eléctrica con calidad en la República Dominicana elevando el nivel de vida de los ciudadanos y contribuyendo al desarrollo económico sostenido.

Visión:

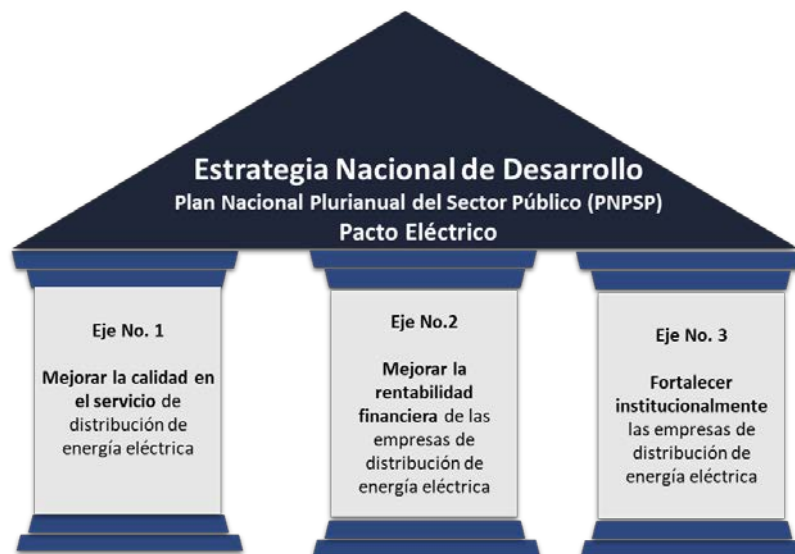
Ser una organización de referencia en el caribe en la distribución de energía eléctrica continua, sostenible y con altos estándares de calidad a la población de la República Dominicana.

Valores:

- Orientados a resultados
- Integridad
- Transparencia
- Excelencia operacional

4.1 Pilares estratégicos Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras

El plan estratégico institucional del Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras 2022-2028, es el primer plan a largo plazo realizado, que involucra todos los grupos de interés tanto comercial, recuperación de pérdidas, así como también la parte de distribución. Este plan nos enfoca dónde se encuentra actualmente el problema, dónde queremos llegar, qué vamos a hacer para conseguirlo y sobre todo, mantener un seguimiento de los objetivos definidos para verificar su cumplimiento.



4.2 Objetivo Estratégico Plan Integral de Reducción de Pérdidas 2022-2028

Con el objetivo de reenfocar las estrategias de pérdidas a mediano y largo plazo, mostramos a continuación cuatro ejes fundamentales orientados al logro de la misión de la organización que serán los resultados más relevantes y de mayor nivel que la institución espera lograr para cumplir con su referido plan.



4.2.1 Eje 1: Mejorar la gestión de reducción de pérdida:

Mejorar planificación, monitoreo, transferencia de conocimiento y ciclo de adquisiciones, en la administración y organización de los programas de reducción y control de pérdidas.

4.2.2 Eje 2: Mejorar la tecnología:

Gestionar el control de pérdidas mediante sistema de balances energéticos, utilizando las micro medidas y la telemida para administrar, analizar, gestionar y dar seguimiento al control de pérdidas de energía en las unidades de gestión básicas de las EDE como son los transformadores. Así como también unificar esquemas de red inteligente de medición, concentrada, tele corte y prepago.

4.2.3 Eje 3: Optimizar la inversión:

El objetivo es priorizar inversión bajo el enfoque de eficiencia y reducción de costos operativos e Impulsar programas de mejora de la calidad y buen uso de los materiales en los proyectos de reducción de pérdidas.

4.2.4 Eje 4: Mejorar el modelo de rehabilitación de redes

Se busca estandarizar los diseños de construcción y desarrollar nuevos modelos de rehabilitación de los circuitos, se tiene como propósito rehabilitar las redes, mejorar los sistemas de medición y mejorar la calidad del servicio que se brinda a la población desde los circuitos intervenidos, ejecutando paralelamente campañas de gestión social y fortaleciendo las instituciones del sector para garantizar la efectividad y sostenibilidad de los resultados.



CAPITULO V

DEFINICIÓN DE INDICADORES

5 Capítulo V: Definición de indicadores

5.1 Índice pérdidas de energía

*Mide la proporción que representa la energía perdida con respecto al total de la energía comprada.

Fórmula:

Pérdidas de Energía (%) = Energía Comprada – Energía Facturada/ Energía Comprada

5.2 Mejorar la tecnología

*Mide el avance de transformadores bajo micromedida.

Fórmula:

Índice de transformadores con Micromedida (%) = Transformadores con Micromedida / Transformadores existentes

*Mide el índice de kVA bajo control de telemedida.

Fórmula:

Índice de potencia en kVA de transformadores con Micromedida (%) = kVA Transformadores con Micromedida / kVA Transformadores existentes

*Mide el avance de medidores telemedidos instalado.

Fórmula:

Índice medidores telemedidos (%) = Medidores Tele medidos / medidores Convencionales = Índice de Medidores Telemedidos

5.3 Eficientizar la inversión

*Mide las pérdidas calculadas por la corriente que atraviesa los elementos de la red, $I^2 \times R$

Fórmula:

Pérdidas técnicas (%)

*Mide el avance de fichas unificadas en la EDE:

Fórmula:

Ficha Técnica Unificada / Ficha Técnica no Unificada

5.4 Mejorar modelo de rehabilitación circuito

*Mide la eficiencia del uso de materiales:

Fórmula:

Valor inversión = Costo Referencial Promedio de Normalización

*Mide la eficiencia de los proyectos:

Fórmula:

Índice de calidad de uso de materiales = Cantidad de Hallazgos encontrados / Muestra Aleatoria

*Mide la eficiencia de disponibilidad del servicio ASAI:

Fórmula:

Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio (%) = total de horas que los clientes del circuito tuvieron servicio con respecto al total de horas disponibles en el periodo de evaluación.

$$ASAI = 1 - \frac{SAIDI}{T} \times 100$$



CAPITULO VI DEFINICIÓN DE SUPUESTO

6 Capítulo VI: Definición de supuesto

6.1 Matriz de riesgo de hallazgos

Luego de analizar los hallazgos que nos ayudan a comprender en mayor profundidad la razón del deterioro de las pérdidas, se procede a realizar una calificación de riesgo:

It	Causas Que Impactan La Gestión	Calificación	Riesgo
1	Fallas en asociación cliente - transformador – circuito	9	3
2	Falla en la priorización de las inversiones	9	3
3	Compras de materiales y medidores sin un plan coherente	6	3
4	Conectividad de la medición en punto de saturación	6	3
5	Recurrencia de líneas directas	6	3
6	Reincidencia a las irregularidades de los usuarios	6	3
7	Usuarios directos sin medidor	6	3
8	No aprovechamiento completo del IGEA y herramientas de control	4	2
9	Ausencia de fiscalización	4	2
10	Inventarios y almacenes llenos de chatarra	4	2
11	Incumplimientos en la gestión medio ambiental	4	2
12	Plan de inversiones en rezago	4	2
13	Fronteras de circuitos fuera de control	4	2
14	Sistema de balance no completado	4	2
15	Fuga de talentos y personal sin competencias en posiciones técnicas	3	2
16	Uso variado de tipos de medidores sockets y botton	3	2
17	Normalización de paneles sin seguimiento ni control	3	2
18	Plan de aumento de la capacidad en rezago	3	2
19	Totalizadores no operativos	3	2
20	Diferencia de criterios de diseños de red entre las tres EDE	1	1
21	Medidores mostrencos	1	1
22	Luminarias sobre encendidas	1	1
23	Manejo de llaves y sellos sin control ni criterios unificados	1	1

Sobre la valoración de calificación tomada según el siguiente cuadro:

Nivel De Gravedad		
Calificación	Valor	Riesgo
9	3	ALTO
6	3	ALTO
4	2	MEDIO
3	2	MEDIO
2	1	BAJO
1	1	BAJO



CAPITULO VII PLAN TÁCTICO

7 Capítulo VII: Plan táctico

7.1 Eje 1: Mejorar la gestión de reducción de pérdidas

7.1.1 Desarrollar programas de control comercial y pérdidas

En cumplimiento con los planes de reducción y control de pérdidas, así como desarrollar e implementar los procesos de seguimiento y control que redunden en asegurar los ingresos provenientes de las ventas de energía u otros ahorros asociados al proceso de facturación y reducción de las pérdidas.

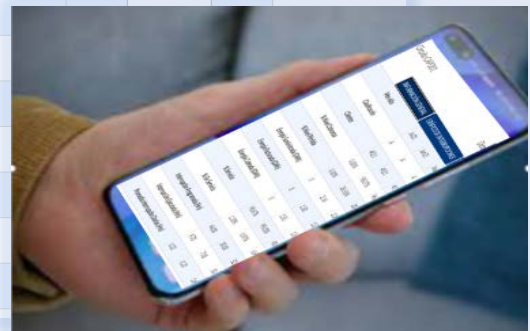
Esquemas de seguimiento de planes del Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras

El equipo de seguimiento de pérdidas del Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras, a través del Comité de pérdidas e inversiones, y los equipos de reducción de pérdidas de las EDE, han establecido mesas de trabajo para velar por el cumplimiento de los planes e identificar oportunidades de mejoras. En los cuadros de seguimiento se mostrará un resumen unificado de los planes que nos permitirá comparar conceptos y valores para ajustar inversiones futuras.

Herramientas de análisis de soportes para el seguimiento

Se hace necesario implementar una serie de herramientas y reportes que permitan un análisis focalizado sobre la base de la visión de reducir pérdidas, para ello es necesario levantar productos tales como: informe de horas pico (tiempo de interrupción), informe de ejecución real de rotación de circuitos (causas), informe de programación interrupciones de circuitos (programación), informe de circuitos balance de energía mensual, seguimiento proyectos de fondos de propios – EDE, seguimiento proyectos de fondos de multilaterales – UEP, indicadores generales, reporte provinciales, mapas de pérdidas. Como herramienta de conocimiento acerca de los circuitos, se ha creado el “Portal Circuitos”, que muestra de manera práctica y a la mano de los interesados, también tiene una App, para disponer de información de los indicadores más relevantes de cada circuito y su evolución histórica. Enlace: <https://cdeee.gob.do/portalcircuitos/Circuitos>

#	Distribuidora *	Provincia	Circuito	Tipo	Zona de Influencia	BUSCAR
<input type="checkbox"/> Filtros	EdeSur	Distrito Nacional	<input type="text" value="Digite un Circuito"/>	Seleccione	<input type="text" value="Digite una Zona o Sectr"/>	CIRCUITOS
						GLOSARIO
1	EdeSur	Distrito Nacional	AHON101	A	<input type="button" value="Ver Zonas"/>	
2	EdeSur	Distrito Nacional	AHON101A	A	<input type="button" value="Ver Zonas"/>	
3	EdeSur	Distrito Nacional	AHON101B	-		
4	EdeSur	Distrito Nacional	AHON101MA	-		
5	EdeSur	Distrito Nacional	AHON101MB	-		
6	EdeSur	Distrito Nacional	AHON101MD	-		
7	EdeSur	Distrito Nacional	AHON102	A		
8	EdeSur	Distrito Nacional	AHON102A	A		
9	EdeSur	Distrito Nacional	AHON102B	C		



Herramientas en construcción

- Indicadores control operativo: cantidad de brigadas, productividad, costo/beneficio, índice estructurado de calidad de ejecución de órdenes. Con una vista para las tres EDE para el Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras.
- Indicadores de Fiscalización Comercial: calidad de indicadores operativos relacionados (altas sin facturar, cambios de ruta, cortados por impago, pendientes de conexión, rutas no facturables, prepagos, sin ruta, prepagos sin transar, % anomalías de facturación, % estimaciones reiteradas, índice contratos facturados, % reclamos generados, % reclamos reiterados, índice de calidad de generación de os, índice de calidad de resolución de os, % suministros sin inconsistencias, etc.)

Actividades que refuerzan la fiscalización:

- Levantamiento y estratificación en bases de los casos a fiscalizar
- Determinar muestras a fiscalizar
- Inspeccionar y evaluar los casos
- Informes de resultados
- Socializar y discutir con las EDE para fines que remitan mejoras
- Seguimiento a la implementación de propuesta de mejoras

7.1.2 Promover buenas prácticas de comercial y pérdidas

Aprovechar el conocimiento generado en las EDE de manera individual y hacer transferencia de experiencias, herramientas, reportes y normativas de las mejores prácticas que apunten a reducir las pérdidas.

Herramienta control económico de brigadas (CEB)

El Control económico de brigadas es una herramienta amigable para los usuarios, de fácil manejo y adaptada a las empresas de servicio eléctrico. Con esta herramienta se pueden realizar proyecciones relacionadas a los presupuestos de las operaciones técnicas, facilitar las auditorías y levantamientos técnicos.



Dentro de las ventajas que se pueden destacar de esta herramienta, están las siguientes:

- Hacer estudios de la rentabilidad de las brigadas
- Trazabilidad de los procesos y órdenes de servicio ejecutadas para posterior revisión de calidad
- Integridad del soporte de facturas
- Medición individual de rentabilidad a través de órdenes de servicio.

En la actualidad se está coordinando junto al equipo de EDEEste para implementar esta herramienta.

Saneamiento de base de datos – Memento Data Base:

Es una aplicación de administración de bases de datos flexible y fácil de usar, disponible a través de la aplicación APP Store versión ANDROID. Esta permite el levantamiento de entidades y validación en terreno de la información registrada en el callejero del sistema de Gestión comercial (SGC) y a su vez capta la georreferencia del punto desde donde se levanta la información.

A continuación, se muestra cómo se visualiza un polígono con entidades levantadas y actualizadas, y otro sin actualizar:

Vista del proceso de levantamiento:

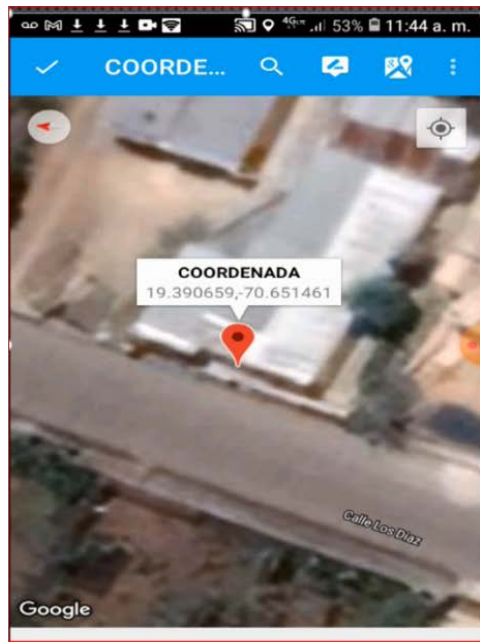
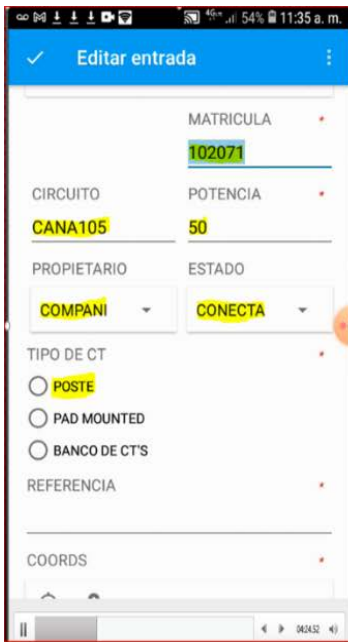
POLÍGONO CON ENTIDADES SIN LEVANTAR



POLÍGONO CON LAS ENTIDADES LEVANTADAS

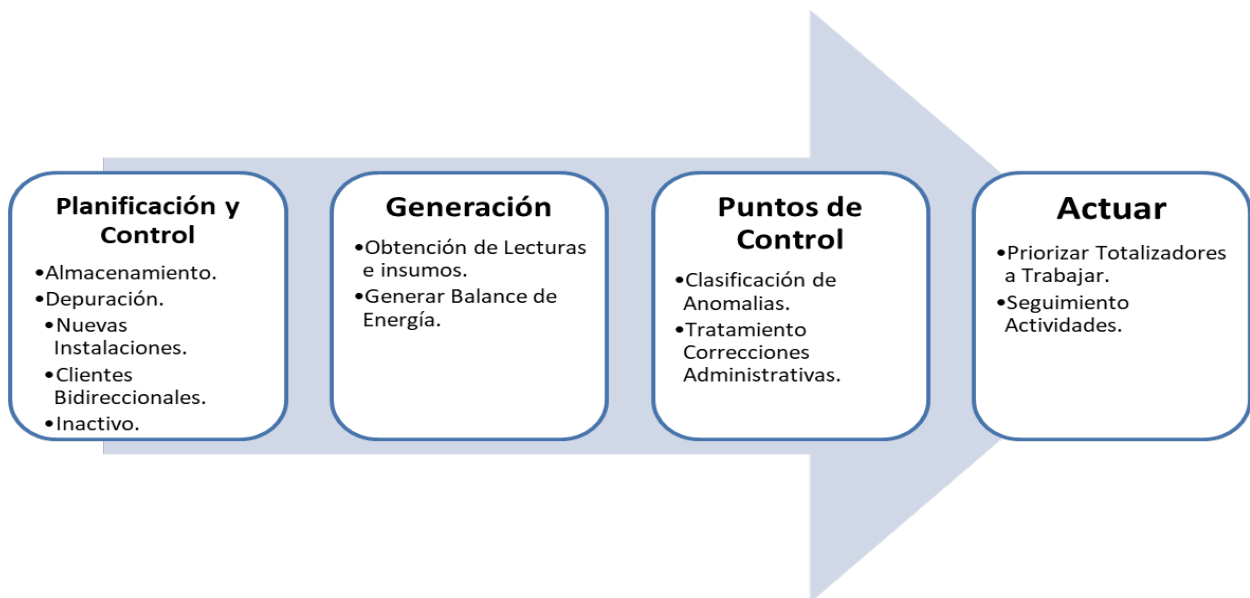


A continuación, se muestran la captura de imágenes de la aplicación Memento:



SGAT – Sistema de balance energético:

Administra, analiza, gestiona y da seguimiento a los totalizadores, sirviendo de núcleo principal del Macroproceso, con la finalidad de detectar



Planificación y Control

- Almacenamiento.
- Depuración.
- Nuevas Instalaciones.
- Clientes Bidireccionales.
- Inactivo.

Generación

- Obtención de Lecturas e insumos.
- Generar Balance de Energía.

Puntos de Control

- Clasificación de Anomalías.
- Tratamiento Correcciones Administrativas.

Actuar

- Priorizar Totalizadores a Trabajar.
- Seguimiento Actividades.

Metodología de seguimiento Proyectos Ex – Post:

Implementación de la metodología integral de seguimiento de proyecto:



7.1.3 Impulsar proyectos de mejora de pérdidas no técnicas

Proyectos multidisciplinarios y creativos que apuntan a reducir pérdidas y a mejorar las actividades comerciales que aumentan la facturación:

Proyecto - programa Bonoluz

Objetivo general

El Proyecto beneficiario Bonoluz, tiene como objetivo priorizar, desarrollar y promover una gestión efectiva de permanencia y progresión en la Red de Protección Social a las familias de escasos ingresos que sean elegibles, así como el desarrollo de estrategias de inclusión educativa del beneficiario con el complemento económico para el pago de energía eléctrica desde el Gabinete Social.

Aportar a un grupo social con igualdad de derechos y oportunidades, en la que toda población elegible, por su bajo nivel económico tenga garantizado un servicio básico de calidad, que promueva la reducción progresiva de la pobreza y la desigualdad social y territorial, mediante un servicio eléctrico confiable y de calidad.

Objetivos específicos

- Focalización individual de los hogares pobres identificados como potenciales beneficiarios.
- Contribuir con la aplicación de las estrategias y programas de gestión social y comercial para la erradicación de la pobreza que apoyen el crecimiento social de estas familias.

- Lograr la responsabilidad compartida a través de actividades de gestión social a las familias elegibles del subsidio de la tarifa eléctrica.
- Con la identificación geográfica vulnerable de los hogares en situación de riesgo social, se requiere sostenibilidad y continuidad a la depuración de la base de datos, lo que posibilitará y garantizará a los hogares elegibles la adecuada asignación del subsidio a la tarifa eléctrica.
- Cumplimiento de las normativas de los programas de protección social.
- Vinculación institucional y funcional con las dependencias del Gabinete de Política Social y la Red de Protección Social, con el fin de atender las necesidades de familias en situación de pobreza.
- Reforzamiento del programa de rehabilitación de redes sociales.

Antecedentes

Mediante Decreto Presidencial 421-09 del 30 de mayo del 2009 es creado el programa Bonoluz (subsidio focalizado). Este programa es una subvención orientada a auxiliar a familias de zonas vulnerables con recursos económicos limitados en el pago del servicio eléctrico. El rango del subsidio se encuentra en los RD\$4.44 a los RD\$444 mensuales (1-100 kWh).

En el año 2016 en coordinación con el Banco Mundial se desarrolló el denominado “Programa de Rehabilitación de Redes Sociales” (P147277), que es un proyecto que además de las mejoras en la infraestructura eléctrica tenía como objetivo el de restablecer la confianza entre las EDE y los usuarios del servicio eléctrico, incrementar los niveles de pago, reducir los niveles de fraude, y educar a los usuarios en el uso eficiente y seguro de la energía. Este proyecto cuenta con una Estrategia de Gestión Social (EGS) y el objetivo principal de esta estrategia era la de fortalecer el diálogo entre ciudadanos y las EDE a través de una serie de acciones.

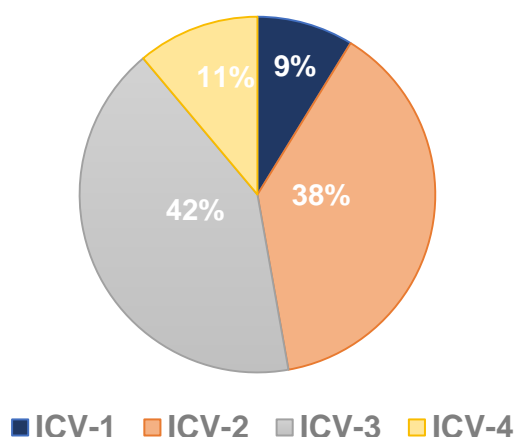
Se conformaron Comités de Seguimiento y Enlace (COSE), y los Pactos Sociales. La Estrategia Social tiene cuatro ejes principales:

- **Articulación:** Incluye el acercamiento con líderes comunitarios para establecer la conformación de los COSE, canales de comunicación funcionales y mecanismo que quejas y reclamos
- **Sensibilización:** Este eje incluye jornadas de visitas puerta a puerta, reuniones informativas y asambleas comunitarias en las que se proporciona información a las comunidades sobre los beneficios que traen la regularización y el pago del servicio eléctrico. Además, se educa a las comunidades sobre cómo hacer un uso eficiente del servicio para evitar lo más que se pueda, que los recibos de pago por consumo sean lo más bajo posibles y que no le afecte a su economía.
- **Educación.** Aunque este eje es un poco parecido al anterior, sin embargo, aquí se incluyen esas charlas de sensibilización en Centros Educativos. Asimismo, se capacita a líderes comunitarios sobre los beneficios de la regularización de pagos y tomas clandestinas.
- **Compromiso.** Incluye la firma de un Pacto Social entre los consumidores y las EDE. Los Comités de Seguimiento y Enlace deciden el contenido del Pacto Social con base en las opiniones y retroalimentación recibida de las comunidades que representan. Este Pacto se valida con las autoridades de las empresas distribuidoras. El Pacto Social es un acuerdo entre comunidades y EDE en el que se detallan una serie de compromisos entre comunidades y las EDE.

A noviembre del presente año 2021, las EDE cuentan con unos 295,221 beneficiarios del programa de subsidio Bonoluz y según el levantamiento del Sistema Único de Beneficiarios (SIUBEN) a Noviembre del presente año en hogares categorizados con ICV1 e ICV2 se identificaron 932,580 cabezas de familias en condiciones de vulnerabilidad.

Según establece el Decreto 377-21 de conducir un modelo de gestión que garantice el adecuado desarrollo de los objetivos de los programas de inclusión social, nos enfocaremos en las oportunidades de mejoras detectadas en la gestión administrativa y operativa en cada una de las EDE.

Categorización del ICV SIUBEN	EDEEste		EDENorte		EDESur		Total	
	Hogares	%	Hogares	%	Hogares	%	Hogares	%
ICV-1	60,079	8.8	49,090	6.4	63,567	9.8	172,736	8.2
ICV-2	263,073	38.4	261,377	34	235,394	36.1	759,844	36.1
ICV-3	285,326	41.7	381,860	49.7	282,968	43.4	950,154	45.2
ICV-4	76,019	11.1	75,583	9.8	69,989	10.7	221,591	10.5
Total EDE	684,497	100	767,910	100	651,918	100	2,104,325	100



Nota técnica: SIUBEN utilizó la siguiente división para categorizar los hogares según Empresa Distribuidora de Electricidad.

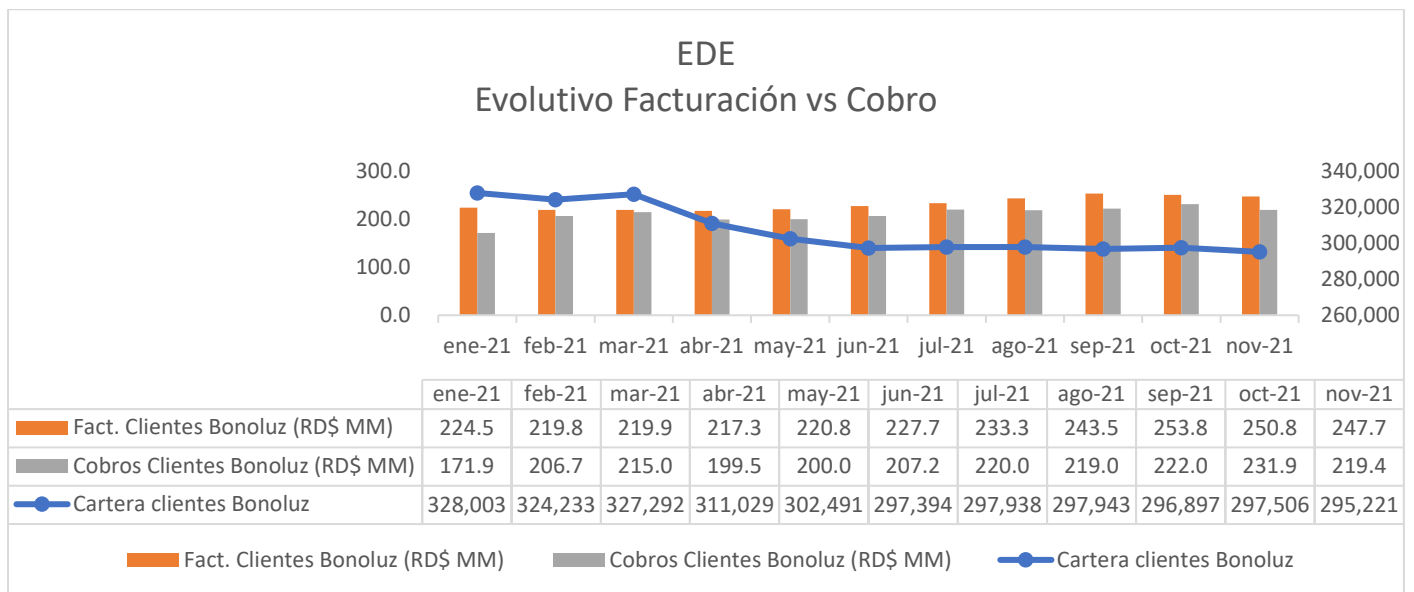
EDENorte: Provincias Santiago, La Vega, Duarte, Puerto Plata, Espaillat, María Trinidad Sánchez, Monseñor Nouel, Sánchez Ramírez, Valverde, Santiago Rodríguez, Montecristi, Samaná, Hermanas Mirabal y Dajabón.

EDESur: Municipios Santo Domingo Oeste, Los Alcarrizos, Pedro Brand, y las provincias de San Cristóbal, San José de Ocoa, Azua, San Juan de la Maguana, Elías Piña, Bahoruco, Independencia, Barahona, Pedernales y Peravia. Además, se imputó los barrios del Distrito Nacional que quedan en la acera oeste de la avenida Máximo Gómez.

EDEEste: Municipios Santo Domingo Este, Santo Domingo Norte, Boca Chica, San Antonio de Guerra y las provincias de El Seibo, La Altagracia, La Romana, San Pedro de Macorís, Monte Plata y Hato Mayor. Además, se imputó los barrios del Distrito Nacional que quedan en la acera este de la avenida Máximo Gómez.

En amarillo se resaltan los grupos más vulnerables según las categorías del ICV.

En el siguiente gráfico, podemos observar el comportamiento de la cartera de clientes, por lo que es importante homologar y priorizar la gestión en las EDE.



En los últimos años ha habido una disminución en la cartera de clientes debido a la falta de seguimiento de las EDE a los beneficiarios que no transan la tarjeta. En el año 2020, el Gabinete Social Supérate actualizó la política para los beneficiarios de este subsidio social y definió que 3 meses consecutivos sin transar sería el límite de tiempo para que los recipientes de Bonoluz se le retirara la ayuda social.

En el siguiente cuadro, podemos observar detalladamente el comportamiento de la cartera de clientes Bonoluz, asimismo, la proyección para el 2022, según la cantidad de potenciales beneficiarios indicados por Supérate, tomando en cuenta el levantamiento realizado por SIUBEN. Supérate hizo un cronograma para la vinculación de nuevos beneficiarios Bonoluz, el cual consiste en el año 2022 una meta de 430,000 hogares. Supérate en enero, 2022 se dispone a vincular al programa unos 50,770 hogares, en febrero estarán vinculando unos 66,686, el resto de los hogares (17,323) se irán vinculando mensualmente hasta llegar a la meta de propuesta por Supérate de 134,779 nuevos beneficiarios Bonoluz, los cuales sumando éstos con la cartera actual de vinculados Bonoluz en las EDE da un total de 430,000 beneficiarios Bonoluz.

							Proyectado	Proyección total
Segmento	Unidad	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2022
EDEEste		120,785	112,321	101,702	97,604	89,717	91,500	181,217
EDESUR	#	112,866	103,564	98,597	92,288	65,520	37,779	103,299
EDENorte		153,923	148,125	140,259	140,247	139,984	5,500	145,484
Total EDE		387,574	364,010	340,558	330,139	295,221	134,779	430,000

Sugerencias para eficientizar la gestión Bonoluz en las EDE:

1. Estandarizar Estructura en las EDE para el proceso Bonoluz:

Organigrama sugerido Bonoluz

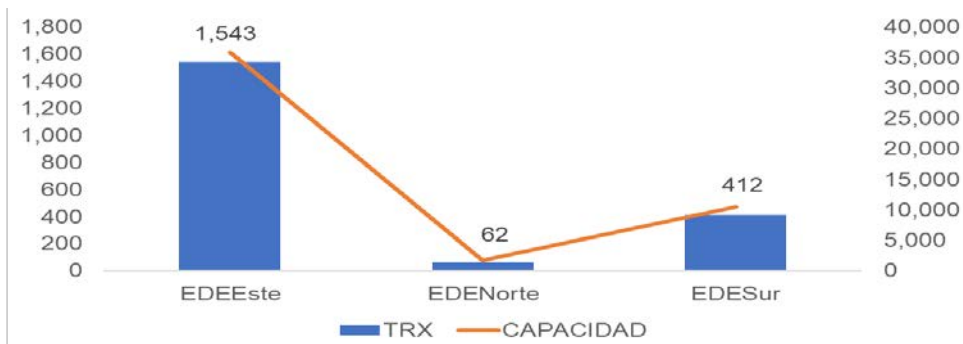
Cráterios Definición Bonoluz:	Cantidad	Alcance
Gerente	1	EDE
Coordinador Proyectos	1	EDE
Gestión Depuración	1	EDE
Supervisor Gestión Social	1	EDE
Encargado Bonoluz	1	Sector/Zona/ Región
Supervisor	1	Oficina
Captor	1	Oficina



2. Depurar base de datos de clientes Bonoluz.
3. Incrementar canales de pago dando acceso a la RAS, para que sirvan como subagentes de cobros.
4. Cada EDE debe contar con unidades móviles a disposición de las cobranzas y gestiones Bonoluz.
5. Realizar jornadas de educación para así concientizar a la población sobre la responsabilidad del pago de los servicios, a través de campañas de comunicación.

Normalización de transformadores directos a la red (TRX)

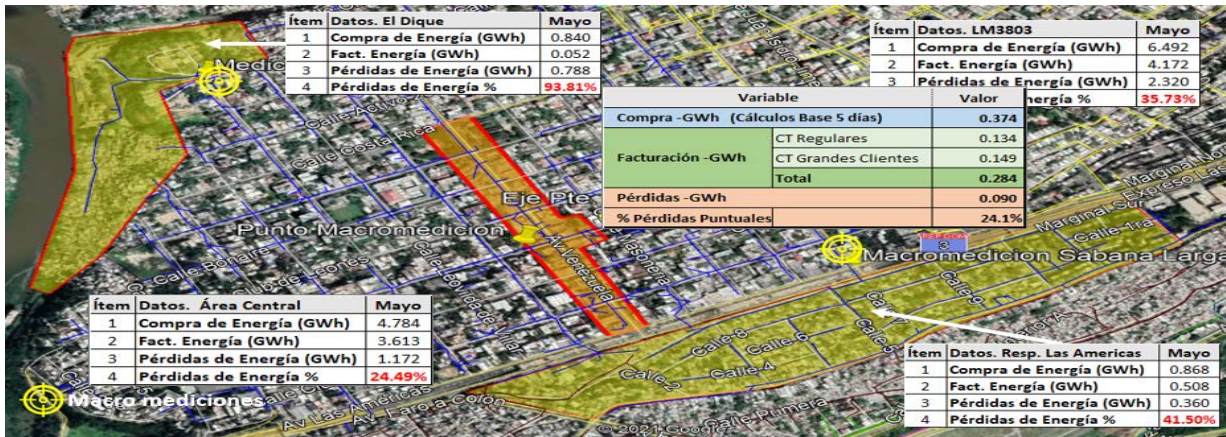
Se ha dispuesto el plan de recorrer toda la red de distribución en cada una de las EDE con la finalidad de identificar los usuarios con transformadores exclusivos que se encuentren conectados ilegalmente, situación que venía ocurriendo debido a la burocracia y trabas de las EDE en el proceso de aprobación de los planos y subsecuente contratación. A noviembre de 2021 se han identificado 2,017 transformadores exclusivo directos con una capacidad de 48,144 kVA.



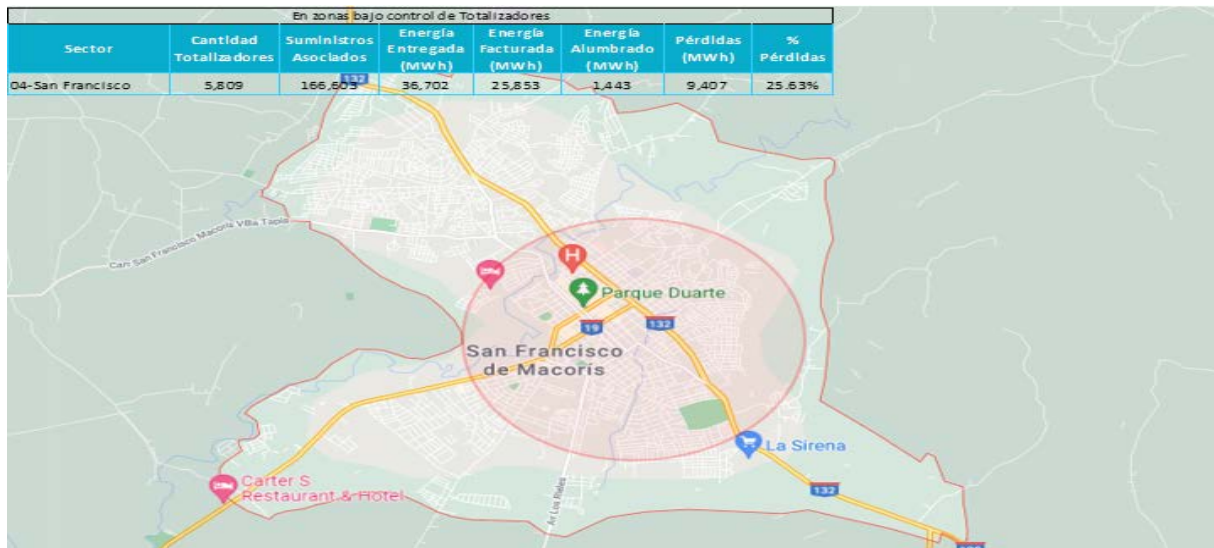
Mejorar establecimiento de zonas focos

Ante el desabastecimiento de materiales y la inacción en que se encontraron la EDE en el 2020, en mayo 2021 se activó el plan de establecer zonas focos para priorizar las acciones y así monitorear los avances y administrar de una manera más eficiente los recursos con que se cuentan, entre tanto se avance con el restablecimiento de la cadena de suministro.

La siguiente grafica se corresponde a EDEEste donde se muestra un ejemplo de 6 circuitos que recorren las oficinas de Las Américas y Megacentro.



El caso propuesto en EDENorte como zona foco, se muestra el ejemplo al sector San Francisco, cuyo indicador de pérdidas a julio 2021 se encuentra en un 34,81% y con 336,27 GWh de pérdidas. Lo que resalta a tomar el control de la zona.



En la zona seleccionada como de mayor potencial en GWh de pérdidas, pero a su vez, contando con una red medianamente normalizada, se activaron las macromediciones y totalizadores para acometer intervenciones focalizadas en las micromediciones con pérdidas y mantener el seguimiento semanal para lograr “disciplinar el mercado”.

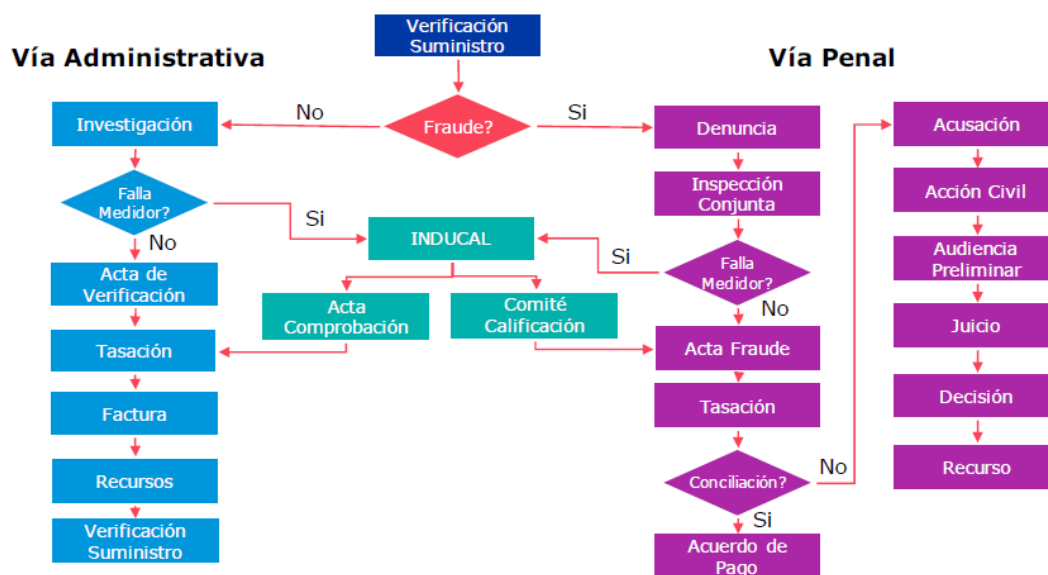
7.1.4 Mejora del ciclo de adquisiciones

Identificar oportunidades de mejora en el ciclo de adquisiciones que atienda las acciones necesarias para obtener bienes o servicios de una fuente externa.

7.1.5 Fortalecer la lucha contra la impunidad y el fraude eléctrico

Con el fin de fortalecer la normativa vigente en la lucha contra la impunidad y el fraude eléctrico, dado que el impacto regresivo que lleva los proyectos de pérdidas cuando se presenta la reincidencia del fraude eléctrico y el daño en la disciplina del mercado, se hace necesario impulsar las medidas creadas en el estamento legal actual para la lucha contra el fraude y darle mayor relevancia a las acciones que en ese sentido tienen encomendadas la Procuraduría General Adjunta para el Sistema Eléctrico y la Superintendencia de Electricidad.

Es importante resaltar la vigencia de las recomendaciones del estudio de pérdidas que se realizara en el 2017 bajo los programas de fondo del Banco Mundial, a través de la consultora AF-Mercados, donde mencionan que, el comportamiento de las pérdidas de energía de las empresas distribuidoras evidencia que el proceso de judicialización del fraude eléctrico no ha sido capaz de convertirse en elemento disuasorio del fraude, llevando a las EDE como procedimiento común, en lo posible, manejar los casos de fraude por la vía administrativa en vez de la vía penal, con la consecuencia que la empresa sólo puede recuperar la energía dejada de facturar. En el esquema mas abajo plasmado por el estudio de AF-Mercados del 2017, resumen el tratamiento de las Actas de fraude eléctrico por dos vías.



*Fuente: D4_MI1758 Reporte Legal del Estudio de Pérdidas de las EDE por AF Mercados 2018.

La legislación existente desde el año 2007 tipifica el fraude eléctrico como delito autónomo, establecen que la PGASE es la institución especial dedicada a su persecución, sin embargo, la gran cantidad de casos y alta tasa de reincidencia ha sobrepasado la acción de lucha que enfrenta la PGASE de forma que las empresas no pueden avanzar lo suficiente en la reducción de pérdidas e ir disciplinando el mercado. En ese sentido, se hace necesario un fortalecimiento normativo y a su vez las EDE deberán actualizar las bases de datos y control de Actas de fraude e impulsar un mecanismo unificado entre las EDE para acentuar la presencia de la PGASE en los casos de fraude y mejorar su efectividad, como también ir trabajando con la SIE aspectos de tratamiento de los costos que tienen que incurrir las EDE en la reposición de medidores, conductores, equipos y materiales; debido a la intervención de las redes por terceros mal intencionados.

7.2 Eje 2: Mejorar la tecnología

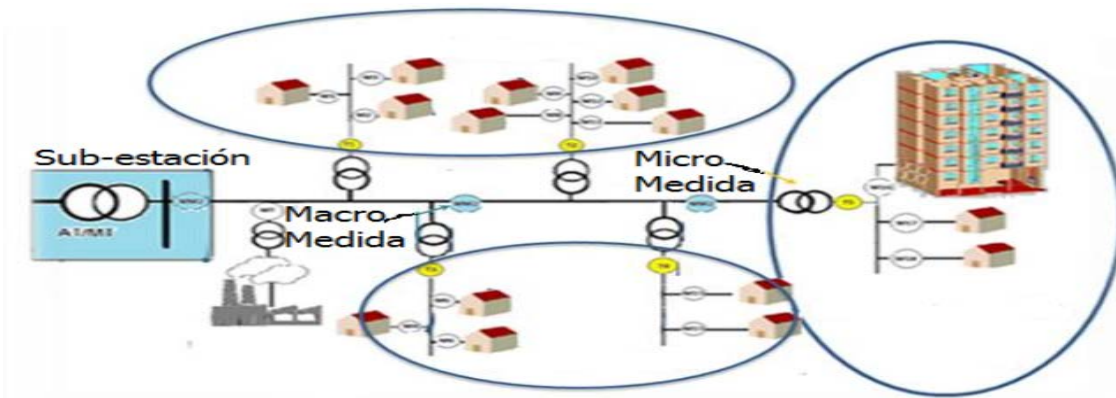
7.2.1 Promover planes de control de pérdidas por sistema de balances energéticos

Gestionar el control de pérdidas mediante sistema de balances energéticos, utilizando las micro medidas y la telemetria para administrar, analizar, gestionar y dar seguimiento al control de pérdidas de energía en las unidades de gestión básicas de las EDE como son los transformadores.

Enfoque de control de pérdidas por sistema de balances energéticos

La gestión de las micro medidas permite administrar, analizar, gestionar y dar seguimiento a los mismos con la finalidad de detectar pérdidas de energía en las unidades de gestión básicas de las EDE como son los transformadores. Las micro mediciones más la telemetria nos permite hacer el balance y comparación de la energía entregada por el transformador en un lapso definido el cual se le ha instalado los equipos de micro medidas y el consumo registrado por los clientes asociados al mismo.

Ver en la imagen siguiente el diagrama de macromedida y micromedida:



A continuación, mostramos a manera de esquema el ciclo de gestión en micromedidas y cómo deben ser procesadas a través de un seguimiento continuo.



7.2.2 Unificar esquemas de red inteligente de medición concentrada y telecorte

Unificar y migrar hacia una red inteligente que este conformada por dispositivos y medidores inteligentes de la red eléctrica, sistemas y redes de telecomunicaciones para la conexión y aplicaciones de software para control, captura, gestión y explotación de la información de la medición y la operación.

Es uno de los pilares importantes de todo plan de reducción de pérdidas, estar soportado sobre una estructura robusta e inteligente de la red de telecomunicación de los equipos de medición, el gran reto para las EDE es que, al año 2020 lejos de tener una visión integrada de la red de medición, se cuenta con numerosas tecnologías que ni siquiera son compatibles entre sí y en algunos casos al punto del colapso para transmitir la información. Una red inteligente está conformada por dispositivos y medidores inteligentes de la red eléctrica, sistemas y redes de telecomunicaciones para la conexión y aplicaciones de software para control, captura, gestión y explotación de la información de la medición y la operación. Los beneficios son tener control permanente y en línea de la red, información oportuna de las variables del sistema y las medidas del servicio, y mejor vigilancia de la red que consecuentemente permiten reducir las pérdidas de energía y detección de fallas para una intervención oportuna.

El sector está apostando principalmente por los sistemas AMI (Infraestructura Avanzada de Medición) que están conformados por medidores inteligentes con comunicación bidireccional, que permiten no solo recolectar información de medición, sino enviarle al medidor desde un software de control, comandos de acciones remotas de varios propósitos, como conexión-desconexión, información de tarifas y otros.

En Latinoamérica, estos sistemas que están masificando y automatizando la medición inteligente se vienen implementando principalmente en países como México, Brasil, Chile, entre otros. De la misma forma, se están utilizando sistemas MDC (Meter Data Capture) de captura de medición inteligente (MDC) y sistemas de gestión MDM (Meter Data Management), ambos con características multi vendedor, que posibilitan tener diferentes fabricantes de AMI y medidores inteligentes en la red. Estos sistemas permiten tener toda la información de medición y consumo consolidada, de fácil acceso, oportuna y con un alto nivel de confiabilidad y seguridad. De esta manera se obtiene información para operación y la toma oportuna de decisiones del negocio a las empresas de servicios públicos.

La manera de usar y administrar los datos se convierte en un parámetro diferencial a la hora de determinar la eficiencia de las empresas de servicios públicos, creando valores agregados a los clientes finales que evidencian mejoras sustanciales a la hora de realizar algún tipo de gestión ante la empresa, con información organizada, identificada y correctamente almacenada; se pueden extraer en el momento que se requiera, bien sea para análisis o acciones inmediatas de carácter comercial o técnico.

Con los datos capturados y controlados, se evidencia la necesidad de conservarlos de manera segura, y si se tiene en cuenta el crecimiento de los clientes en cuanto a cantidad y carga de información, esta crece de manera exponencial y se convierte en datos que deben ser manejados con la tecnología Big Data, lo que permite tener toda la información segura, ordenada y accesible para cualquier otro sistema que se requiera conectar con ella.

Abriendo la puerta a nuevos modelos de negocios, sistemas de eficiencia energética para clientes, aplicaciones que habiliten el mercado de oferta y demanda y combinen la compra de energía a las empresas e iniciativas auto generadoras con energías alternativas, centros de control y gestión remota, software de análisis masivos y estadísticas determinadas para identificar tendencias de consumos y posibles pérdidas.

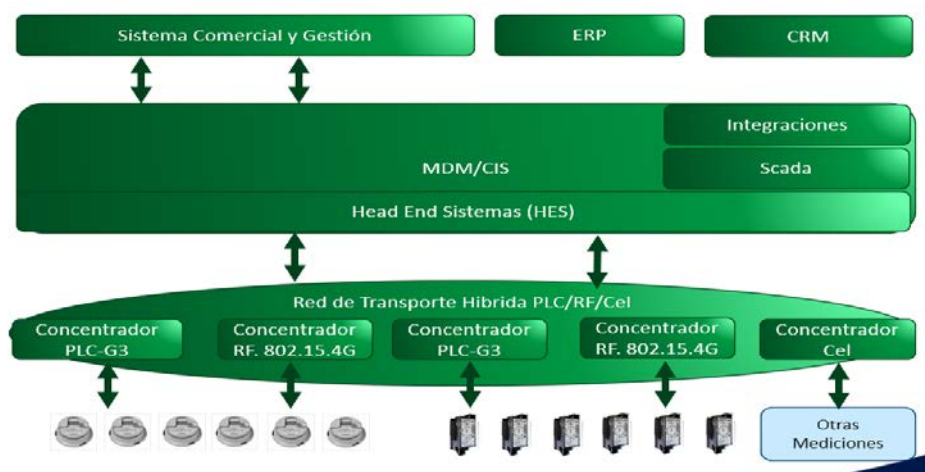
Para responder a las necesidades identificadas y dentro del contexto de evolución energética que se ha planteado, a continuación, proponemos un proyecto de actualización y modernización de la plataforma comercial y de gestión siendo la implantación del MDM la piedra angular sobre la que construir el resto de las actividades enfocadas a la eficiencia energética, aumentar la satisfacción del ciudadano y disminuir los costos.

La nueva visión es crear un ecosistema homogéneo y abierto, tanto de los sistemas de TI como de la red de comunicación, para lograr la inteligencia y autogestión para la eficiencia, que demanda el negocio y los usuarios.

Sistemas tecnológicos y soportes aplicados a los planes de reducción de pérdidas

El éxito de edificar una efectiva estrategia de reducción de pérdidas se construye sobre la base de una medición inteligente. A su vez, esa estructura de medición debe estar plenamente asociada al camino eléctrico para poder obtener un seguimiento eficaz, que asocie clientes, transformador y circuito, hoy contamos con sistemas, aplicaciones y equipamiento sencillos que permiten localizar los medidores y por ende la data en la base de datos que enlaza con el sistema comercial.

En la siguiente imagen se muestra el esquema de gestión deseado:



En el caso de EDESur y EDENorte se cuenta con las aplicaciones y equipos para volcar la data a la base de datos georreferenciados, sin embargo en EDEEste la situación no ha avanzado en ese sentido y todavía no cuenta con el equipamiento para tal fin, y esto es la base de unos de los pilares más importantes para tener una estructura de control de pérdidas sólida, por ello todavía en EDEEste es recurrente ver casos de medidores “mostrenco” o no encontrados en la base del sistema y fallas sustanciales en la precisión del sistema de balances ECL, porque no toda la data está bien asociada y depende de mucha intervención manual para poder mantenerla actualizada.

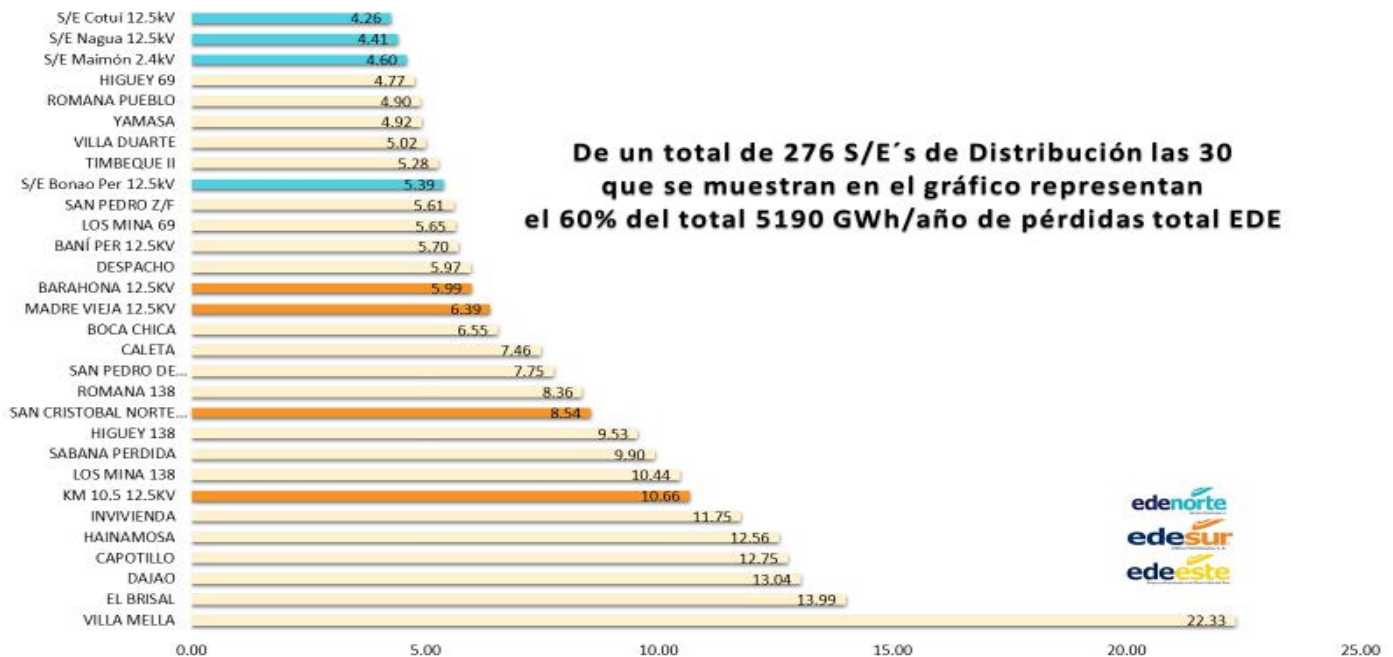
Se ha realizado un análisis sobre la base de las mejores prácticas y observando que en EDENorte se han obtenido buenos resultados en sectores 100% telemididos y con totalizadores, se trabaja sobre la experiencia de esta para desarrollarla. Las herramientas claves del éxito en EDENorte son las siguientes: Memento para Android en la captura de data georreferenciada y asociada a la BDI, el sistema de microbalances, el SGAT y todos esos soportes tecnológicos que permiten construir un esquema para la inteligencia del negocio orientados al control sostenido del negocio.

7.3 Eje 3: Optimizar la inversión

7.3.1 Priorizar Inversión bajo el enfoque de eficiencia y reducción de costos

Se ha realizado un estudio actualizado en el marco del plan maestro de expansión y las próximas inversiones, reenfocando los parámetros de prioridad sobre la base de aquellos circuitos y zonas con más alto nivel de pérdidas en GWh y de retorno de la inversión más conveniente a la eficiencia de la inversión. En un análisis previo que sustenta las premisas tomadas en el Comité de Inversiones, se observó en el ranking de pérdidas en GWh para las 30 subestaciones de 276 total EDE, 22 de estas corresponden a EDEEste, 4 a EDESur y 4 a EDENorte, lo que orienta priorizar más recursos en EDEEste.

En la siguiente imagen se muestra la priorización por subestaciones:



Por otro lado, el plan maestro de expansión diseñado en el 2017 se encuentra rezagado sobre la implementación de las inversiones y dado las prioridades sobre la base de reducir los niveles de pérdidas se acogieron ciertos criterios para actualizar en el mediano plazo las siguientes fases de inversión requeridas en las EDE. En ese sentido, se procedió a realizar la actualización del plan expansión alineado con los criterios técnicos y premisas generales del plan maestro de distribución 2017-2030. Los aspectos de mayor relevancia de dicha alineación son los siguientes:

- El plan de expansión busca suplir la demanda eléctrica en el corto, mediano y largo plazo.
- El plan debe garantizar la alimentación del área natural de cada subestación, con esto se garantiza una calidad de servicio y producto óptima.
- El esquema propuesto en subestaciones es de doble transformador.
- El plan debe proponer las obras necesarias para operar bajo el esquema de respaldo y suplencia entre circuitos y transformadores de potencia.
- No se prevé en sentido estricto la incorporación del criterio n-1 en distribución, debido a que aún lograda la interconectividad horizonte, no se logrará eliminar la salida de demanda frente a una falla, sino que de lo que se trata es de disminuir la cantidad de afectados mediante el aislamiento de la zona en falla y la alimentación en contraflujo del resto de los clientes fuera de la zona afectada.
- Las inversiones propuestas se escalan de manera que, en el mediano plazo, la demanda pueda ser suplida por subestaciones adyacentes, esto a través de la reformulación de la infraestructura de media tensión.
- Las inversiones en redes deben garantizar la homogeneidad de ésta; esto para garantizar el esquema de respaldo.
- Las inversiones en redes deben incluir interruptores telecomandados y macromedición.

A continuación, se muestra el resumen y monto de inversión prevista para cada EDE en la próxima fase de inversión en donde se iniciaría con las primeras 6 subestaciones a intervenir:

1ra y 2da etapa del plan de expansión actualizado EDESUR 2021

En el caso de EDESUR se muestra la 1ra etapa en ejecución 2021 que corresponde al proyecto actualizado 2019 y cursado bajo el financiamiento de US\$155 MM a través del BID aprobado en diciembre 2020.

El monto estimado total del plan de expansión de la 2da etapa de EDESUR es de US\$137.5 MM

PLAN DE EXPANSION 2021 - 2030				Inversion en SSEE Estimado	Inversion en Troncales (Redes)	Inversion en Interruptores Telecontrolados
Item	No.	Año entrada prevista	Subestacion			
A Renovar 2023-2025	13	2023-2025	Embajador	445,900,000	22,000,000	24,000,000
	14	2023-2025	UASD	627,250,000	33,000,000	30,000,000
	15	2023-2025	Los Prados	508,950,000	55,000,000	36,000,000
	16	2023-2025	Arroyo Hondo	508,950,000	22,000,000	12,000,000
	17	2023-2025	Matadero	508,950,000	33,000,000	15,000,000
	18	2023-2025	Paraiso	508,950,000	44,000,000	24,000,000
	19	2023-2025	Kilometro 10.5	792,350,000	22,000,000	36,000,000
	20	2023-2025	Metropolitano	739,050,000	22,000,000	18,000,000
A Renovar 2026-2030	21	2026-2030	Fundacion 69/12.5 Kv	255,450,000	33,000,000	10,500,000
	22	2026-2030	Jimani 138/12.5 Kv	338,650,000	55,000,000	15,000,000
	23	2026-2030	Villa Altagracia 138/12.5 Kv	327,600,000	55,000,000	15,000,000
	24	2026-2030	Pedernales 138/12.5 kv	317,720,000	44,000,000	12,000,000
	25	2026-2030	Las Charcas 69/12.5 Kv	153,538,125	44,000,000	12,000,000
	26	2026-2030	Sabana Larga 138/34.5/12.5 k	334,750,000	44,000,000	12,000,000
	27	2026-2030	Cabo Rojo 138/12.5 kv	397,072,000	66,000,000	18,000,000
	28	2026-2030	Matafongo 138/12.5 Kv	221,000,000	44,000,000	12,000,000
	29	2026-2030	Rancho Arriba 69/12.5 kv	163,288,125	22,000,000	6,000,000
Total RD\$				7,149,418,250	660,000,000	307,500,000
Total USD\$				121,176,581	11,186,441	5,211,864

1ra etapa plan de expansión actualizado EDEEeste 2021

En el caso de EDEEeste se muestra el plan actualizado para las primeras seis (6) subestaciones a intervenir, donde las prioridades apuntan en la zona de Santo Domingo Norte.

El monto estimado total del plan de expansión de EDEEeste es de US\$113.9 MM

PLAN DE EXPANSION 2021 - 2025				Inversion en SSEE Estimado US\$	Inversion en Troncales (Redes) US\$	Inversion Interruptores Telecontrolados US\$	Monto Estimado Terreno US\$	Normalizaciones (Reduccion Perdidas) US\$	Cantidad Normalizaciones (Reduccion de Perdidas)	Monto Estimado Total US\$
Item	No.	Año entrada prevista	Subestacion							
A Construir	1	2024/2025	SE Los Restauradores 138kV	9,633,795	1,219,204	570,000	603,448	-	-	12,026,447
	2	2024/2025	SE Villa Mella II 138 Kv	9,633,795	2,980,111	330,000	603,448	-	-	13,547,354
	3	2024/2025	SE Mendoza 138 Kv	9,633,795	1,318,617	390,000	603,448	-	-	11,945,860
	4	2024/2025	SE Cumayasa 138kV	6,673,822	1,426,528	-	603,448	32,227,149	23344	40,930,948
	5	2023/2025	SE Nueva SE KM-24 69kV	5,308,839	2,334,394	-	301,724	15,809,634	12446	23,754,591
	6	2024/2025	SE Nueva Miches 138/69kV	9,136,568	1,981,334	-	603,448	-	-	11,721,350
Total US\$				50,020,614	11,260,188	1,290,000	3,318,964	48,036,783	35,790	113,926,550

1ra etapa plan de expansión actualizado EDENorte 2021

En el caso de EDENorte se muestra el plan actualizado para las primeras seis (6) subestaciones a intervenir.

El monto estimado total del plan de expansión de EDENorte es de US\$14.1 MM

SUBESTACIONES A CONSTRUIR (USD\$)					
Nombre	Año de entrada prevista	Inversion en SSEE	Inversion en Redes (Trocales)	Inversion en ITCJEC9	Macromedia
Jarabacoa Nuevo	2022	1,820,000	132,095	163,000.00	42,000
Arenoso, Bajo Yuna SFM	2023	131,300,000	79,341	116,667	30,000
Total RD\$		18,798,000,000	12,686,139	16,800,000	4,320,000
Total US\$		3,133,000	211,436	280,000	72,000
SUBESTACIONES A RENOVAR (USD\$EC10REF11)					
Moca Nueva	2023	2,552,600	101,213		
NIBAJE T2	2023	2,648,600	75,910		
Dajabon 138kV	2024	1,995,000	430,157	93,333	24,000
La Gallera T2	2023	2,456,600	101,213		
Total RD\$		579,168,000	42,509,665	5,599,980	1,440,000
Total US\$		9,652,800	708,213	93,333	24,000

7.3.2 Impulsar programas de mejora de la calidad y buen uso de los materiales

Aplicar gestión de calidad desde el momento en que los materiales provistos deben ser planificados para su adquisición, sobre la base del cumplimiento de normas y requisitos técnicos.

Calidad y buen uso de los materiales en los proyectos de reducción de pérdidas.

La gestión de calidad para los proyectos de reducción de pérdidas se debe revestir de un esquema de control y seguimiento para asegurar la calidad y buen uso de los materiales a ser instalados en la ejecución de las obras. Para ello es necesario contar con equipos capacitados de supervisión en las EDE, así como el acompañamiento de una firma externa, contratada por la EDE, que tiene dentro de uno de sus objetivos, realizar inspecciones de verificación de las obras, fiscalizar la cantidad y calidad de materiales empleados en los proyectos, conforme a los requerimientos de los contratos de obras y normas de instalación.

Situaciones detectadas en las instalaciones que reflejan fallas de calidad

Ante la ausencia de fiscalizaciones en algunos proyectos de ejecución de obras y auditoria de calidad, sumado a la alta variedad de fichas técnicas que no se ajustan a criterios unificados, las redes de distribución actual presentan alta incidencia de averías por fallas de materiales que no cumplen la calidad o instalaciones inapropiadas, ejemplo de ellos son cables de conexión URD instalados sin copas terminales, alta cantidad de mala colocación de conectores cuña, lo que influye en conexiones flojas y averías recurrentes, cajas porta medidores sin tapa, luminarias sobre encendidas, cajas de derivación abiertas y otras situaciones más, que a la luz de simple inspección de las redes, deja mucho por corregir y mejorar para contar con una red que garantice el control de las pérdidas y eficiencia operacional.

Las siguientes imágenes son situaciones detectadas en los levantamientos:

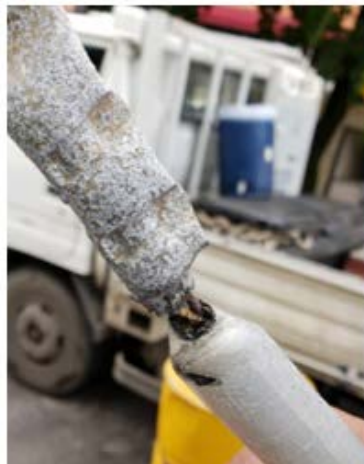
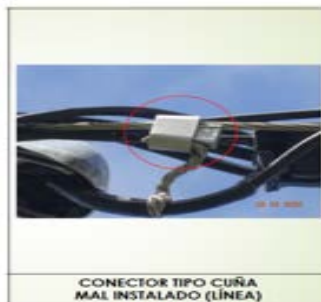


Foto de cable dañado, contaminado por no uso de terminales apropiados



Caja de Derivación mal instalada y abierta



CONECTOR TIPO CUÑA
MAL INSTALADO (LÍNEA)



CONECTOR TIPO CUÑA
MAL INSTALADO (TIERRA)



CONECTOR TIPO CUÑA
MAL INSTALADO (TIERRA)

La gestión de calidad debe iniciar desde el momento en que los materiales provistos deben ser planificados para su adquisición, sobre la base del cumplimiento de normas y requisitos técnicos y por ende la propuesta realizada por los contratistas que ejecutarán las obras se ajustan a las siguientes fases de verificación:

- Fase de procura y adquisiciones:** Los materiales deberán cumplir con las normas previstas por la SIE para el diseño y construcción de redes eléctricas y sus especificaciones técnicas, que a su vez hacen referencia a requerimientos que aseguren cumplir estándares internacionales, como lo son las normas ANSI o IEC. Además, los materiales deberán estar avalados por certificados de calidad, pruebas de fabricación y garantías del fabricante. Una vez evaluado y seleccionado el material a suplir por el adjudicatario, el contratista igualmente deberá seguir procedimientos de reevaluación de muestras y en algunos casos someter el material a pruebas de laboratorio en fábricas para validar el cumplimiento del lote correspondiente. Para el caso de materiales especiales que se requiera la realización de pruebas o ensayos en fábrica o con equipos de laboratorio que no existan en el país, el personal de la distribuidora se traslada al lugar que se indique para la realización de éstas.
- Fase de transporte y almacenaje:** Luego que el material llegue a los respectivos almacenes, se hace un procedimiento de evaluación técnica para validar que cumplen con las cantidades, marcas y modelos aprobados previamente. Se debe validar el correcto uso del embalaje, etiquetado, transporte y almacenaje para luego asegurar la trazabilidad al material hasta el punto de instalación.

- **Fase de instalación:** En el momento de las instalaciones se supervisa que las maniobras cumplan con las normas de seguridad y medio ambiente. De igual forma, se hacen verificaciones en el sitio para validar la correcta colocación de los materiales y el uso de las herramientas adecuadas y aprobadas para tales maniobras.
- **Fase de aceptación de la obra:** La firma fiscalizadora, debe inspeccionar las obras tomando una muestra determinada según lo estipulado en la ISO-2859-1, procedimientos de muestreos para inspecciones por atributos, con un nivel de inspección II, el cual es utilizado en el sector de distribución de energía eléctrica para inspección de productos ya terminados o en proceso para que el beneficiario pueda disponer al menos de la calidad como mínima determinada en un nivel de calidad (AQL) especificado o referido a prácticas de tipo internacional. Para estos proyectos se asume un AQL de 6.5, para la aceptación o rechazo de la calidad técnica de las obras de infraestructura eléctrica.

Como resultado de las inspecciones, se deben emitir informes de calidad que pueden preceder la aceptación del lote, y por tanto, de la obra o a la no conformidad, en caso de no cumplir los mínimos exigidos, en cuyo caso el Contratista deberá corregir los defectos señalados y revisar por su propia cuenta toda la obra a entregar, puesto que será sometida a otra muestra de verificación hasta que cumpla y sea aceptada.

Algunos atributos de consideración que se resaltan al momento de las inspecciones de Calidad:

Postes: Cimentación acorde a profundidad de la norma, compactación, verticalidad, sin maltrato, con el aterrizaje requerido.

Estructura en MT-BT: Estructura completa, que corresponda al diseño y plano, y comprobación de que se usaron los materiales de marca y modelo aprobados.

Conductores: Sin sobrantes ni maltratos.

Conexiones: Conectores cuña instalados con la herramienta apropiada y uso de la cuña correcta.

Vientos: Que tengan protección y que no estén bien tensionado.

Alumbrado Público: Que no estén contaminadas. Bien cerradas, con su tapa polvo.

Acometidas: Estado de puestas a tierras, cableado que no afecte el entorno.

Puestas a Tierra: Tierra seleccionada según requerimiento y norma técnica (planos, uso, correctos y completos), estado del material instalado, instalación de conectores o soldaduras exotérmicas, conexionado.

Medidores y Equipos: Verificación de la serie, revisión de materiales seleccionados según requerimiento y normatividad técnica (Planos, correctos y completos), estado del material, conexionado, puesta a tierra y funcionamiento.

Centro de Transformación: Transformador seleccionado según requerimiento, e instalados según norma técnica, estado de los materiales y equipos, instalación tanto de cortacircuitos como de pararrayos y su conexión.

Nuevo enfoque en las compras unificadas

El pasado 30 de abril 2021, se lanzó el primer proceso de compras unificadas para las tres distribuidoras, dando pie a un proceso donde el control de calidad de los materiales se inicia desde el primer paso de la gestión de calidad. En esta parte se ha conformado un comité técnico unificado, donde se han puesto de manifiesto la clara intención de unir esfuerzos en la revisión de las ofertas, pruebas de muestras en laboratorios, aprovechando los equipos y maquinarias de pruebas entre las tres EDE.

La experiencia de la primera compra unificada EDEESTE-LPN-0001-2021 sumó grandes aportes al trabajar de manera conjunta y coordinada con los peritos de las tres distribuidoras, resaltando las siguientes prácticas que generarán mejoras a los procesos:

- Unificación de los criterios de evaluación y simplificación de la matriz para que pueda transparentar todas las variables técnicas que sean evaluadas.
- Apertura al mercado en la mayor participación de suplidores y empresas oferentes, logrado bajo un esquema distribuido por lotes y criterios de adjudicación que apuntan a distribuir las propuestas por las familias de materiales, de forma que los oferentes orientan sus propuestas a los materiales de su mayor fortaleza y mejor oportunidad de precio.
- Se sumaron esfuerzos alrededor de los equipos técnicos de trabajo tanto en la evaluación de documentos como en las pruebas a muestras, donde se unieron y se intercambiaron los especialistas. Por otro lado, se utilizaron los laboratorios y mejores equipos de las distribuidoras para llevar a cabo las pruebas a las muestras de materiales recibidas.

Equipo múltiple de EDES en evaluación de propuestas



Equipo de pruebas de laboratorio de EDENorte para luminarias



7.4 Eje 4: Mejorar el modelo de rehabilitación de redes

7.4.1 Estandarizar diseños de construcción

Unificar fichas técnicas y normas para optimizar las adquisiciones de materiales y diseño de la red. Su importancia radica en permitir establecer procedimientos homologados tanto para la normalización de materiales como para la fiscalización y aseguramiento del cumplimiento normativo.

Se crea comité normas técnicas Superintendencia de Electricidad y Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras

En acuerdo interinstitucional, la Superintendencia de Electricidad y el Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras de Electricidad, se crea el 25 de noviembre del 2020, el Comité de Normas Técnicas, cuyo objetivo es coordinar las revisiones y actualizaciones de las distintas mesas de trabajo, a fin de unificar las especificaciones y fichas técnicas de los materiales para las tres EDE.

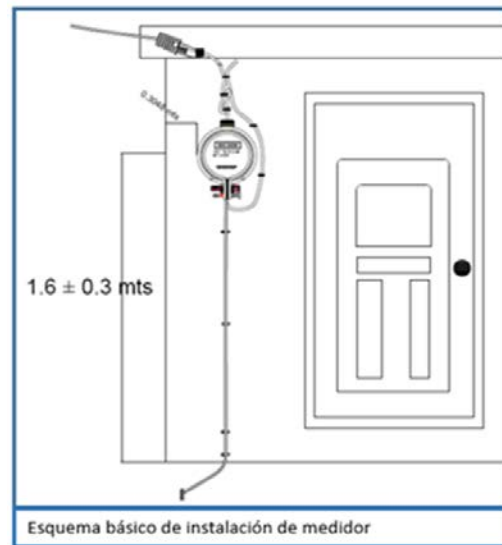
Este proyecto tiene el fin de unificar fichas técnicas y normas para optimizar las adquisiciones de materiales y diseño de la red. Su importancia radica en permitir establecer procedimientos homologados tanto para la normalización de materiales como para la fiscalización y aseguramiento del cumplimiento normativo.

Los resultados esperados con su ejecución en el 2021 son:

- 120 fichas técnicas unificadas –medidores-concéntricos-transformadores de medida-fotoceldas para el 2021.
- 3 normas técnicas revisadas (EETT).
- 1 procedimiento de reglamento INDOCAL.
- 1 norma de diseño y construcción

En la imagen siguiente se muestra una planilla de normas de diseño:

NORMAS DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN				
PLANILLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS				Código
MEDIDOR TELEMEDIDO RF-2.4GHZ, 120 VOLTS, 2 HILOS, CL100, FM15, TIPO SOCKET				MS-RFS120-15
Item	Descripción	Unidad	Pedido	Ofrecido
1	Proceso	—	FI	
2	Empresa Proveedor	—	FI	
3	Fabricante	—	FI	
4	Modelo	—	FI	
5	País de Origen	—	FI	
6	Norma de Fabricación y Ensayos	—	ANSI/C11.1, C12.10, IEC-60953-21, ANSI/C.20, IEC-60529, NEMA250	
7	Presentación del Certificado de	—	SI	
8	Tipo de Conexión de la Base	—	Socket Directo a Línea	
9	Corriente Máxima	A	100	
10	Corriente de Prueba (Ib)	A	15	
11	Temperatura Ambiente	—	—	
11.1	Máxima a la Sombra	°C	50	
11.2	Minimo	°C	-35	
11.3	Promedio Diario	°C	30	
12	Ensayos	—	—	
12.1	Limitación de Ajustamiento 15 Minuto	UV	4	
12.2	Constante Arranque	A	0.004 h(IEC) o 10(ANSI)	
12.3	Consumo Circuito Corriente Carga Nominal	VA	4	
13	Material	—	—	
13.1	Base	—	Polycarbonato (con protección UV)	
13.2	Tapas	—	Polycarbonato (con protección UV)	
14	Dimensiones	—	—	
14.1	Diámetro de la base según ANSI	mm	114, 625 a 178, 784	
14.2	Alto	mm	4, 140	
15	Pantalla y Registrador	—	—	
15.1	Pantalla	—	LCD	
15.2	Simulador de Disco	—	SI	
15.3	Indicación Obligatoria	UV	Efecto 3.2.3.3.3.3.3	
15.4	Indicación Opcional	V	Potencia Instantánea	
		V	Voltaje	
		A	Corriente	
15.5	Característica Opcional	—	Indicador de Apertura de Tapa, Conexión de Lectura y Alarma Interno a Tráves de Solera y/o Dispositivo Exclusivo del Fabricante, Respaldo Pantalla LCD con Batería, Iluminación de Pantalla Permanente	
15.6	Altura Mínima de los Dígitos del Registrador Digits	mm	2	



7.4.2 Desarrollar nuevos modelos de rehabilitación de circuito

Componente de Redes:

Cambio en la ingeniería de construcción de los proyectos donde se busca aprovechar al máximo la vida útil de la red existente y solo reemplazar en la misma lo que presente desperfecto y/o que afecte la sostenibilidad del proyecto.

Vistos los proyectos de rehabilitación de circuitos anteriores, donde la ingeniería de construcción de la red estaba orientada a 95% nueva red y 5% a la reutilización de red existente, sobre el monto total de la obra, se ha propuesto un sustancial reenfoque en la procura de las ingenierías de circuitos nuevos a rehabilitar en próximos planes, que pudiera hasta invertir esa matriz de presupuesto, 5% nueva red y 95% a la reutilización de red existente, considerando las siguientes premisas para los nuevos proyectos de rehabilitación de redes:

- Todo proyecto nuevo y toda zona foco de trabajo debe estar centrado en totalizadores.
- La tecnología de medición debe considerar telemedida y telecorte.

- Priorizar la selección de proyectos por mayor GWh de pérdidas a recuperar, mayor eficiencia en la inversión.
- Proyectos enfocados preferiblemente en red medianamente normalizada o que no requiera mayor construcción nueva, reutilizando la existente.
- Uso de medición concentrada en altura (MCA), en toda zona que favorezca esta opción, reduce costo.
- Toda zona para rehabilitar, plenamente independiente en su macromedida, para luego hacer claro seguimiento de los indicadores por circuitos separadamente.



En sentido general lo que se plantea hacer, es un mejor uso a la inversión e impactar primero a la recuperación financiera de las EDE para que luego puedan disponer en el mediano plazo de los recursos para ir recuperando la red en estado crítico.

Otros componentes de proyectos rehabilitación circuitos:

Loa proyectos del programa de rehabilitación de circuitos enmarcados en las experiencias de los multilaterales, llevan en acompañamiento tanto operativo como presupuestario otros componentes que apoyan la gestión y que seguirán siendo parte fundamental de las buenas prácticas adquiridas en la gestión por proyectos, en ese sentido este documento del plan integral de reducción de pérdidas no muestra los detalles a seguir en estos componentes, en el entendido que se acogen a los estándares descritos en el manual de operaciones del BIRF 8563-DO del 2016, donde se describen la estrategia de gestión social y la gestión ambiental y seguridad

Estrategia de gestión social:

Este componente pondrá en marcha la estrategia de gestión social con el objetivo de restablecer la confianza entre usuarios y EDE, aumentar los niveles de recuperación de efectivo, y el uso de la electricidad de manera eficiente y segura. A través de la aplicación de la estrategia de gestión social, líderes y comunidades serán informados sobre la modernización de las redes, y se organizarán para participar activamente en la ejecución del proyecto. Se firmarán pactos sociales entre las EDE y las comunidades para reflejar los acuerdos alcanzados en cuanto al número de horas de electricidad que las EDE entregarán por día a los usuarios, la regularización de los usuarios ilegales y el pago de las facturas de electricidad por parte de los clientes. Los comunitarios serán capacitados en el uso seguro y eficiente de la electricidad, y sobre sus derechos y deberes como clientes regulares de las EDE. Todas las actividades de la estrategia de gestión social se llevarán a cabo con un enfoque diferencial en función del sexo y la edad. Cada EDE tiene una unidad de gestión social y un equipo para aplicar la estrategia en cada circuito a ser rehabilitado. El componente financiará las actividades relacionadas y los recursos necesarios para la implementación y evaluación de la estrategia. Esta evaluación incluye la realización (ex-ante y ex-post) de encuestas de satisfacción de los clientes.

Estrategia de gestión ambiental y de seguridad:

Está dirigida a coordinar y ejecutar el plan de manejo y adecuación ambiental, además de supervisar la ejecución de los contratistas, para lograr el cumplimiento de la legislación y normativas ambientales tanto en nuestro país como a nivel internacional.

El objetivo del PMAA es establecer las medidas necesarias para el correcto manejo y seguimiento de los sitios de acopio de residuos y de los desechos peligrosos. Se busca aplicar las mejores prácticas y cumplir con todas las normas ambientales vigentes en lo que respecta la prevención, control, mitigación, corrección y/o compensación de los impactos ambientales más relevantes que han sido identificados en el área de influencia de los proyectos, no solo durante su implementación, sino también durante su operación y mantenimiento por las EDE.












El plan de manejo y adecuación ambiental contempla múltiples actividades para garantizar el bienestar del medio ambiente y de las comunidades a intervenir. Las principales son:

- La implementación del Sistema Integral de Gestión Ambiental para el Programa.
- La contratación de personal especializado en el área para fortalecer las estructuras de gestión de las EDE.
- Adecuaciones y/o remediaciones a almacenes existentes aplicando las normativas y mejores prácticas.
- Supervisión de las zonas de confinamiento para equipos contaminados, también conocidas como puntos verdes.
- Cláusulas ambientales en los contratos con las empresas contratistas para garantizar el cuidado ambiental en las obras a realizar.
- Realización de consultas públicas para socializar con la población interesada las conclusiones del Estudio de Impacto Ambiental y el PMAA.
- Formularios para el control operacional ambiental de los proyectos.





7.5 Observaciones de impacto agregadas a la revisión por el consultor Mario López.

Posterior a la edición de este Plan Integral de Reducción de Pérdidas, se entregó la consultoría del Plan de Gestión de Mejora del Sr. Mario López, en ese sentido fue oportuno su revisión a este plan y en virtud de dejar constancia de las aclaraciones realizadas por el consultor, mostramos en este apartado, las recomendaciones del Sr. Mario Lopez que consideramos importante enfatizar.

Acciones priorizadas sugeridas por el Sr. Mario López

- 1- El primer proyecto debería ser regularizar todos los transformadores ilegales. 
- 2- Regularizar todos los medidores teledidos que no comunican, y los prepagos que no están transando. 
- 3- Crear aplicaciones para detectar con tiempo antes de la fecha de lectura los medidores que dejan de comunicar para solucionarlo antes de la lectura. 
- 4- Generar automáticamente las OS de verificación en función de las irregularidades detectadas en el centro de control de teledida. 
- 5- Implementar la foto en el proceso de corte/revisión de corte.  con el Memento
- 6- Controlar desde el Consejo la ejecución de los cortes (mediante los parámetros mencionados y las fotos). Aquí si estoy de acuerdo con la fiscalización planteada en el PIRP. 
- 7- Implementar las penalidades a las empresas contratistas. 
- 8- Negociar con las telefónicas la utilización de los mini mensajes. 
- 9- Implementar el telecorte a todos los clientes que se le corta mas de 5 veces en el año. 
- 10- Fortalecer la lucha contra la impunidad y el fraude eléctrico. Muy importante, ver con el gobierno como puede obtenerse mejores resultados y reducir los costes. 
- 11- El nivel de inversiones propuestas es muy elevado y probablemente no haya capacidad en el país para ejecutarlas. 

Leyenda de acciones:

-  planteada y asumida en el Plan Integral de Reducción de Pérdidas
-  seguimiento y control en Comité de Inversión y Pérdidas
-  pendiente.
-  reto clave y necesario para alcanzar la meta del Pacto Eléctrico.

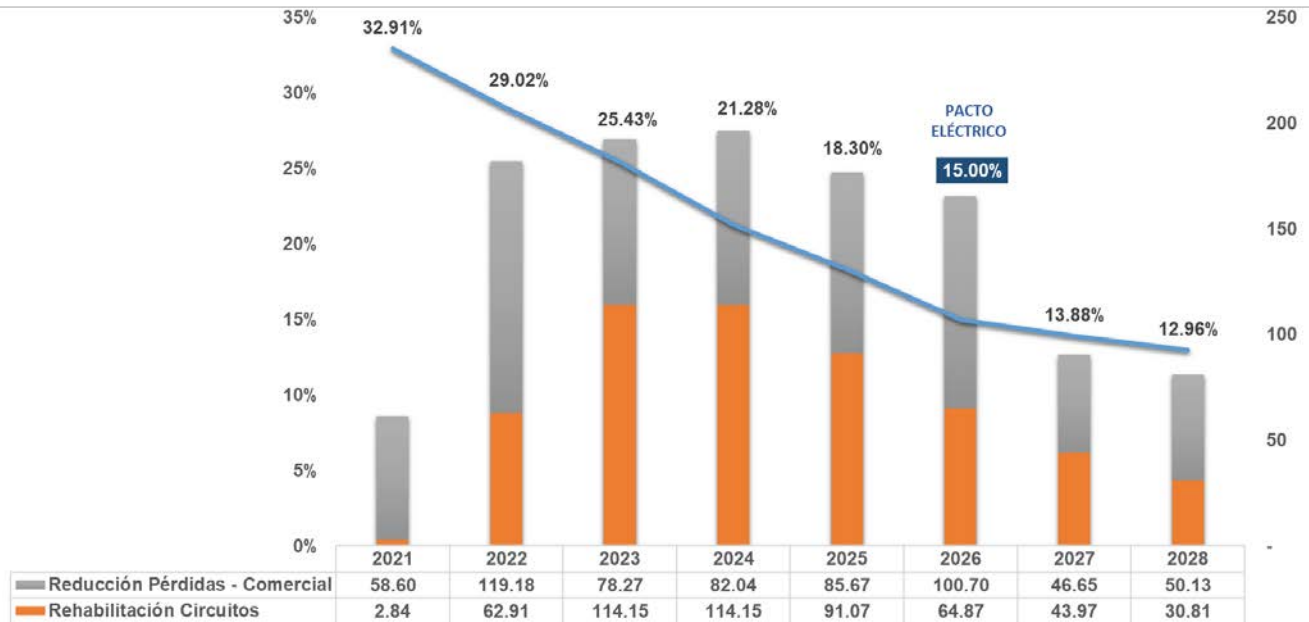


CAPITULO VIII

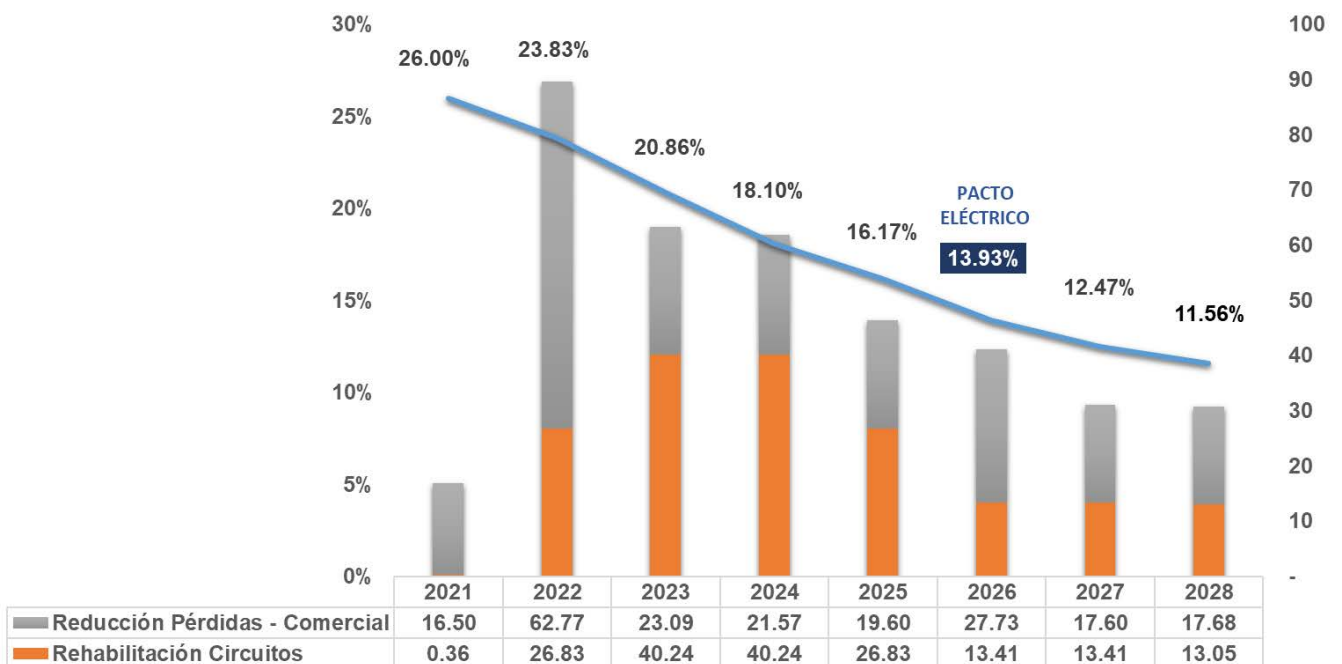
COMPROMISO CON EL PACTO ELECTRICO

8 Capítulo VIII: Compromiso con el Pacto Eléctrico

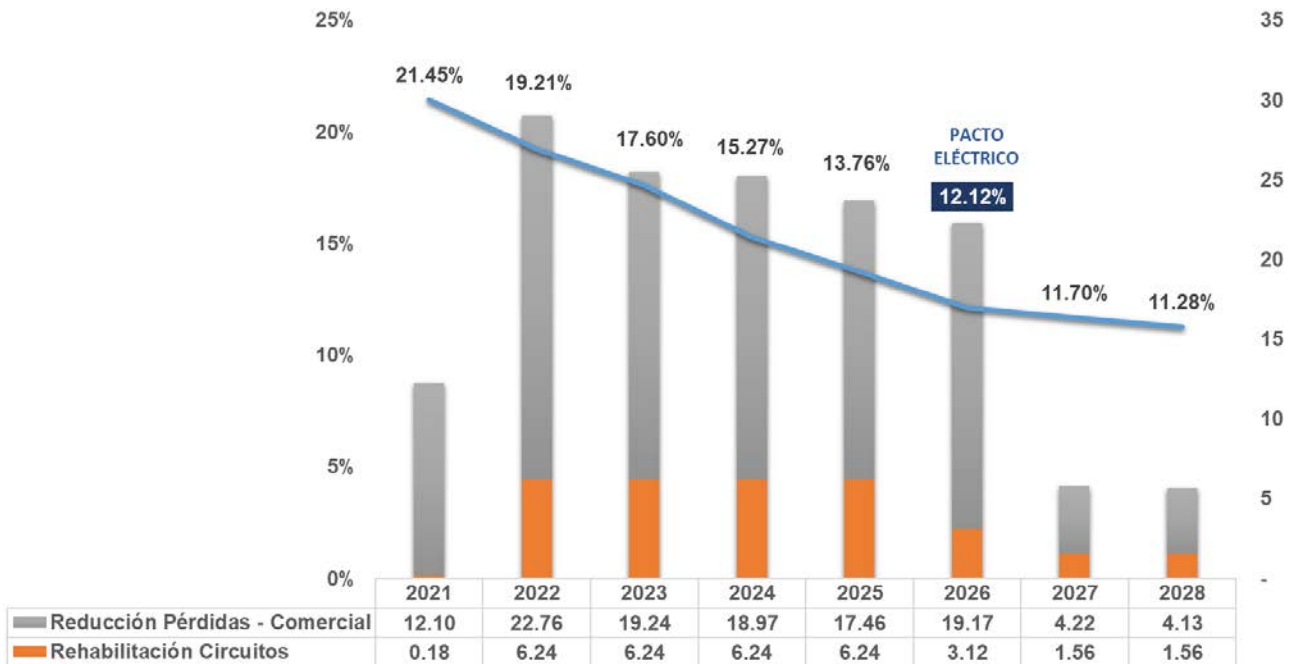
El compromiso con el pacto eléctrico de las EDE para el año 2026 en pérdidas porcentuales es de 15.00% con una variación desde el año 2021 de 17.91 puntos de pérdidas porcentuales como resultado esperado. En el anexo “A” se adjuntan las certificaciones de las resoluciones emitidas por el Consejo, donde se da en conocimiento del plan y se instruye hacer seguimiento de las acciones e iniciativas propuestas y dirigir las metas al mediano plazo presentadas.



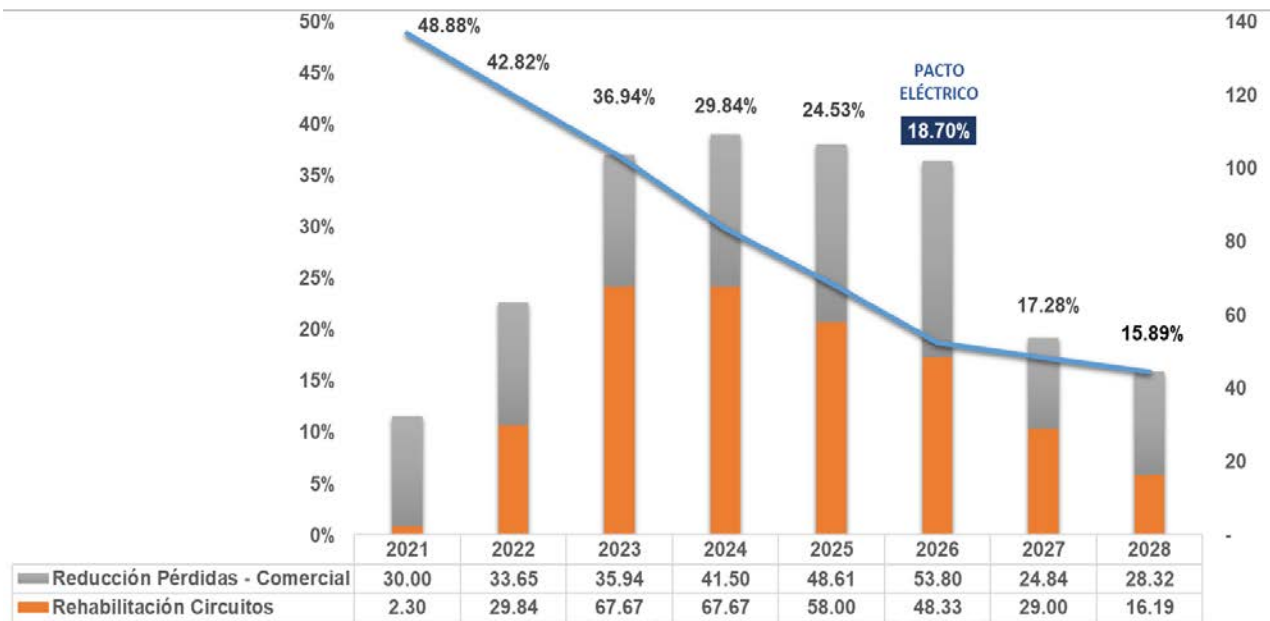
El compromiso con el pacto eléctrico de EDESUR para el año 2026 en pérdidas porcentuales es de 13.93% con una variación desde el año 2021 de 12.07 puntos de pérdidas porcentuales como resultado esperado.



El compromiso con el pacto eléctrico de EDENorte para el año 2026 en pérdidas porcentuales es de 12.12% con una variación desde el año 2021 de 9.33 puntos de pérdidas porcentuales como resultado esperado.



El compromiso con el pacto eléctrico de EDEEste para el año 2026 en pérdidas porcentuales es de 18.70% con una variación desde el año 2021 de 30.18 puntos de pérdidas porcentuales como resultado esperado.



8.1 Presupuesto plan

La inversión requerida para desarrollar los planes de rehabilitación de circuitos, plan de reducción de pérdidas - comercial, plan de expansión de subestaciones, capital humano y plan de modernización de sistemas de EDE en las que se soportan los planes de pérdidas es de 1,880.18 MM US (periodo 2021 al 2028).

Total Plan de Inversiones EDE		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total periodo 2021 - 2028
Rehabilitación Circuitos	US\$MM	1.50	62.91	114.15	114.15	91.07	64.87	43.97	30.81	523.41
Plan Reducción Pérdidas - Comercial	US\$MM	19.78	119.18	78.27	82.04	85.67	100.70	46.65	50.13	582.42
Plan Expansión Subestaciones	US\$MM		21.70	71.11	171.11	79.79	73.31	51.00	45.51	513.53
Capital Humano	US\$MM		0.60	2.50	2.40	2.43	1.93	1.03	-	10.90
Plan de Modernización Sistemas EDES	US\$MM		44.14	116.07	89.70					249.91
Total Inversión	US\$MM	21.28	248.53	382.10	459.39	258.96	240.81	142.66	126.45	1,880.18

Plan de rehabilitación de circuitos

Total Plan de Inversiones EDE		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total periodo 2021 - 2028
Rehabilitación Circuitos	US\$MM	1.50	62.91	114.15	114.15	91.07	64.87	43.97	30.81	523.41

Plan de reducción pérdidas - comercial

Total Plan de Inversiones EDE		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total periodo 2021 - 2028
Plan Reducción Pérdidas - Comercial	US\$MM	19.78	119.18	78.27	82.04	85.67	100.70	46.65	50.13	582.42

Plan de expansión de subestaciones:

SEGMENTO		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total
EDEESTE (1ra y 2da Etapa)	MMUSD	11.39	22.79	45.57	22.79	11.39	15.00	12.00	140.93
EDESUR (1ra, 2da y 3ra Etapa)	MMUSD	8.89	35.57	110.54	41.00	47.92	25.00	29.20	298.12
EDENORTE (1ra y 2da Etapa)	MMUSD	1.42	12.76	15.00	16.00	14.00	11.00	4.31	74.48
TOTAL		21.70	71.11	171.11	79.79	73.31	51.00	45.51	513.53

Etapa 1

Etapa 2

Etapa 3

Plan de capital humano:

Planes de Capital Humano	Total US\$ MM
Rediseño de estructura organizacional	0.15
Implementación Sistema de Gestión Humana	1.95
Administración y nivelación sistema compensación y beneficios	2.37
Programa desarrollo competencias técnicas y de liderazgo	0.47
Sistema de gestión de desempeño /contribución individual	5.96
Total	10.90

Plan de modernización sistemas EDE:

Total Plan de Inversiones EDE		2022	2023	2024
Plan de Modernización Sistemas EDES	US\$MM	44.14	116.07	89.70
Puntos de Acceso de Radios de Comunicación	US\$MM	9.06	28.73	21.08
Medidores faltantes a telemedidos	US\$MM	21.20	67.21	49.30
Mano de Obra de instalación US\$	US\$MM	2.54	8.06	5.92
MDM	US\$MM	5.17	5.51	6.12
Mejoras Sistema Comercial	US\$MM	6.16	6.56	7.28

Priorización de circuitos sobre la base de pérdidas acumuladas:

PRIORIZACIÓN DE CIRCUITOS SOBRE LAS PÉRDIDAS ACUMULADAS 12 MESES A AGOSTO 2021													525.000.000,00
IT Ranking	Distribuidora	Código Circuito	Subestación	Provincia	total km Red MT	Cantidad Clientes	factor usuarios directos	Normalizaciones a Ejecutar	Energía Inyectada (GWh/mes)	Energía Facturada (GWh/mes)	Pérdidas (GWh/mes)	Inversión estimada por costo/Normalización USD	
1	EDEESTE	SPER02	SABANA PERDIDA	SANTO DOMINGO	34	3.851	2,5	9.628	6,51	0,84	5,68	7.220.625,00	
2	EDEESTE	VIME02	VILLA MELLA	SANTO DOMINGO	29	2.180	2,5	5.450	5,82	0,34	5,48	4.087.500,00	
3	EDEESTE	RO3803	ROMANA 138	LA ROMANA	64	9.210	1,4	12.894	6,79	1,51	5,28	9.670.500,00	
4	EDEESTE	RCL098	VILLA MELLA	SANTO DOMINGO	24	2.423	2,5	6.058	5,20	0,44	4,75	4.543.125,00	
5	EDEESTE	CAPO09	CAPOTILLO	DISTRITO NACIONAL	18	6.781	1,3	8.815	4,71	0,58	4,13	6.611.475,00	
6	EDEESTE	VIME06	VILLA MELLA	SANTO DOMINGO	20	2.643	2,5	6.608	4,45	0,36	4,09	4.955.625,00	
7	EDEESTE	LM6902	LOS MINA 69	SANTO DOMINGO	16	4.062	1,4	5.687	4,81	0,79	4,02	4.265.100,00	
8	EDESUR	BANP102	BANÍ PER 12.5KV	PERAVIA	74	5.891	1,3	7.658	5,04	1,13	3,91	5.743.725,00	
9	EDEESTE	HAMO06	HAINAMOSA	SANTO DOMINGO	30	1.664	1,1	1.830	4,16	0,52	3,64	1.372.800,00	
10	EDEESTE	ZFSP04	SAN PEDRO Z/F	SAN PEDRO DE MACORIS	95	8.982	3,0	26.946	5,04	1,43	3,62	20.209.500,00	
11	EDEESTE	HI3804	HIGUEY 138	LA ALTAGRACIA	24	10.624	1,3	13.811	5,65	2,14	3,51	10.358.400,00	
12	EDESUR	SCNO101	CRISTOBAL NORTE 138/12.5	SAN CRISTÓBAL	172	3.901	1,0	3.901	3,86	0,62	3,24	2.048.025,00	
13	EDEESTE	RCL018	VILLA MELLA	SANTO DOMINGO	44	2.962	1,2	3.554	3,70	0,48	3,22	2.665.800,00	
14	EDEESTE	INV106	INVIVIENDA	SANTO DOMINGO	36	3.091	2,5	7.728	3,56	0,39	3,17	5.795.625,00	
15	EDEESTE	HI6901	HIGUEY 69	LA ALTAGRACIA	34	12.642	3,0	37.926	5,03	1,92	3,11	28.444.500,00	
16	EDEESTE	DAJA04	DAJAO	SANTO DOMINGO	60	2.078	5,0	10.390	5,92	2,86	3,06	7.792.500,00	
17	EDESUR	BARA106	BARAHONA 12.5KV	BARAHONA	162	8.152	5,0	40.760	4,32	1,46	2,86	30.570.000,00	
18	EDEESTE	TIM208	#N/A	DISTRITO NACIONAL	#N/A	1.858	9,0	16.722	3,02	0,18	2,84	12.541.500,00	
19	EDEESTE	EBRI11	EL BRISAL	SANTO DOMINGO	59	2.621	1,2	3.145	3,25	0,56	2,69	2.358.900,00	
20	EDENORTE	MAIM401	S/E Maimón 2.4kv	Monseñor Nouel	67	1.727	2,5	4.318	3,05	0,55	2,50	3.238.125,00	
21	EDEESTE	CONS02	CONSUELO	SAN PEDRO DE MACORIS	36	6.110	3,0	18.330	3,44	0,94	2,50	13.747.500,00	
22	EDEESTE	CAPO11	CAPOTILLO	SANTO DOMINGO	4	2.865	1,5	4.298	2,95	0,45	2,50	3.223.125,00	
23	EDEESTE	CALE01	CALETA	SANTO DOMINGO	23	517	1,5	785	2,53	0,04	2,49	588.387,55	
24	EDESUR	MVI101	MADRE VIEJA 12.5KV	SAN CRISTÓBAL	75	4.691	4,0	18.764	3,30	0,84	2,47	14.073.000,00	
25	EDESUR	HNUV103	HERRERA NUEVA 138KV	SANTO DOMINGO	43	12.516	1,4	17.522	5,74	3,32	2,43	13.141.800,00	
26	EDESUR	HNUV104	HERRERA NUEVA 138KV	SANTO DOMINGO	60	12.744	2,0	25.488	6,27	3,89	2,38	19.116.000,00	
27	EDEESTE	VDU801	VILLA DUARTE	SANTO DOMINGO	63	10.155	2,0	20.310	5,07	2,69	2,38	15.232.500,00	
28	EDEESTE	ROP003	ROMANA PUEBLO	LA ROMANA	73	10.863	1,3	14.122	4,94	2,58	2,37	10.591.425,00	
29	EDEESTE	TIM201	TIMBEQUE II	DISTRITO NACIONAL	12	26.116	2,0	52.232	3,71	1,38	2,33	39.174.000,00	
30	EDENORTE	BPER102	S/E Bonaó Per 12.5kv	Monseñor Nouel	195	9.741	1,1	10.715	4,04	1,74	2,30	8.036.325,00	
31	EDESUR	NEVB102	NEYBA 12.5KV	BAHORUCO	147	4.923	5,0	24.615	3,63	1,37	2,27	18.461.250,00	
32	EDESUR	KDIE104	KM 10.5 12.5KV	SANTO DOMINGO	120	10.001	1,2	12.001	5,80	3,54	2,26	9.000.900,00	
33	EDENORTE	COTU104	S/E Cotuí 12.5kv	Sánchez Ramírez	201	6.781	2,5	16.953	3,30	1,05	2,25	12.714.375,00	
34	EDEESTE	RO3801	ROMANA 138	LA ROMANA	36	7.483	2,5	18.708	5,03	2,79	2,24	14.030.625,00	
35	EDEESTE	DAJA02	DAJAO	MONTE PLATA	167	2.443	2,0	4.886	2,68	0,44	2,24	3.664.500,00	
36	EDEESTE	VIME04	VILLA MELLA	SANTO DOMINGO	68	9.586	1,4	13.420	5,11	2,91	2,20	10.065.300,00	
37	EDESUR	KDIE105	KM 10.5 12.5KV	SANTO DOMINGO	85	13.470	1,6	21.552	5,99	3,83	2,15	16.164.000,00	
38	EDESUR	ZFAL102	FRANCA LOS ALCARRIZOS 12.5	SANTO DOMINGO	118	13.694	1,5	20.541	4,74	2,59	2,15	15.405.750,00	
39	EDENORTE	MAIM402	S/E Maimón 2.4kv	Monseñor Nouel	56	2.890	1,6	4.624	2,45	0,31	2,14	3.468.000,00	
40	EDESUR	SCNO103	CRISTOBAL NORTE 138/12.5	SAN CRISTÓBAL	129	4.592	3,0	13.776	3,10	0,99	2,11	10.332.000,00	
41	EDEESTE	LM3803	LOS MINA 138	SANTO DOMINGO	38	9.690	1,0	9.690	6,02	3,93	2,09	7.267.500,00	
42	EDESUR	COHE103	NITRO DE OPERACIONES 12.5	SANTO DOMINGO	60	11.031	1,0	11.031	5,44	3,35	2,08	8.273.250,00	
43	EDEESTE	INV103	INVIVIENDA	SANTO DOMINGO	57	6.967	1,3	9.057	5,07	3,01	2,06	6.792.825,00	
44	EDESUR	KDIE102	KM 10.5 12.5KV	SANTO DOMINGO	36	8.033	2,0	16.066	4,44	2,38	2,06	12.049.500,00	
45	EDEESTE	INV101	INVIVIENDA	SANTO DOMINGO	23	6.983	2,0	13.966	3,35	1,33	2,03	10.474.500,00	
46	EDEESTE	LM3808	LOS MINA 138	SANTO DOMINGO	52	10.250	1,0	10.250	6,00	3,97	2,02	7.687.500,00	
47	EDEESTE	SPER03	SABANA PERDIDA	SANTO DOMINGO	55	10.823	1,2	12.988	3,34	1,34	2,01	9.740.700,00	
48	EDENORTE	ABAP101BYU	S/E Abanico Per 12.5kv	Duarte	0	4.532	1,1	4.985	2,59	0,59	2,00	3.738.900,00	
49	EDEESTE	EBRI07	EL BRISAL	SANTO DOMINGO	0	5.963	3,1	18.287	3,26	1,28	1,98	13.715.462,45	
50	EDEESTE	VDU802	VILLA DUARTE	SANTO DOMINGO	43	11.015	1,0	11.015	4,46	2,50	1,96	8.261.250,00	
51	EDEESTE	HAMO04	HAINAMOSA	SANTO DOMINGO	45	16.366	1,0	16.366	3,87	1,91	1,96	12.274.500,00	



CAPITULO IX
PRESUPUESTOS Y CRONOGRAMAS 2022

9 Capítulo IX: Presupuestos y cronograma 2022

9.1 Presupuestos y cronogramas 2022 de EDESUR

El plan de ejecutorias 2022 de EDESUR de rehabilitación de circuitos contempla un total 35,045 normalizaciones.

PROYECTO			PLAN NORMALIZACIONES PROYECTOS DE REHABILITACIÓN DE REDES Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS 2022												
PROGRAMA	PROYECTO	CIRCUITO	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	TOTAL
FINANCIAMIENTO MULTILATERALES	OFID III	BANI401			380	716	1,352	1,380	820						4,648
		BANI403			650	1,022	2,407	1,723	354						6,156
		VALT401	916	911	911	911	911	908							5,468
		VALT402	1,155	1,155	1,155	1,155	1,155	1,154	1,158						8,087
		SUB-TOTAL	2,071	2,066	3,096	3,804	5,825	5,165	2,332						24,359
	BM	MVIE101			550	687	1,511	2,061	1,718	343					6,870
SUB-TOTAL				550	687	1,511	2,061	1,718	343					6,870	
PROYECTOS PROPIOS	La Saona	BANP102								294	294	294	294	294	1,471
	El Petaquero, Canta la rana, Casandra y Palmarito	BARA106								469	469	469	469	469	2,345
		SUB-TOTAL								763	763	763	763	763	3,816
TODOS			2,071	2,066	3,646	4,491	7,336	7,226	4,050	1,106	763	763	763	763	35,045

El financiamiento 2022 de EDESUR de rehabilitación de circuitos asciende a US\$26.83 MM

PROYECTO			PLAN NORMALIZACIONES PROYECTOS DE REHABILITACIÓN DE REDES Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS 2022												
PROGRAMA	PROYECTO	CIRCUITO	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	TOTAL
FINANCIAMIENTO MULTILATERALES	OFID III	BANI401			0.28	0.53	1.00	1.02	0.61						3.45
		BANI403			0.48	0.76	1.78	1.28	0.26						4.56
		VALT401			0.68	0.68	0.68	0.67							2.70
		VALT402			0.86	0.86	0.86	0.86	0.86						4.28
		SUB-TOTAL			2.30	2.82	4.32	3.83	1.73						14.99
	BM	MVIE101			0.41	0.51	1.12	1.53	0.25	0.25					4.07
SUB-TOTAL				0.41	0.51	1.12	1.53	0.25	0.25					4.07	
PROYECTOS PROPIOS	La Saona	BANP102								0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	2.99
	El Petaquero, Canta la rana, Casandra y Palmarito	BARA106								0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	4.77
		SUB-TOTAL								2	2	2	2	2	7.76
TODOS					2.70	3.33	5.44	5.36	1.98	1.81	1.55	1.55	1.55	1.55	26.83

El plan de ejecutorias 2022 de EDESUR del plan de reducción de pérdidas comercial contempla un total de 63,966 normalizaciones.

Segmento	Operaciones	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	TOTAL	
Regulares	Inspecciones Regulares	UND	720	1,080	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	900	540	18,000
	Normalizaciones /Con Medidor	UND	1,707	2,560	4,373	4,373	4,373	4,373	4,373	4,373	4,373	4,373	2,133	1,280	42,668
	Normalizaciones / Sin Medidor	UND	720	1,080	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	900	540	18,000
Grandes Clientes	Inspecciones GC	UND	1,877	1,921	2,212	2,228	2,212	2,243	2,282	2,282	2,243	2,257	2,140	1,649	25,546
	Normalizaciones /Con Medidor	UND	0	0	0	0	19	21	172	177	174	171	191	148	1,073
	Normalizaciones / Sin Medidor	UND	147	186	199	176	199	197	199	199	194	186	186	157	2,225
Totalizadores	Totalizadores	UND	133	200	341	341	341	341	341	341	341	341	166	100	3,328
Total Inspecciones		UND	2,597	3,001	4,057	4,073	4,057	4,088	4,127	4,127	4,088	4,102	3,040	2,189	43,546
Total Normalizaciones /Con Medidor		UND	1,707	2,560	4,373	4,373	4,392	4,394	4,545	4,550	4,547	4,544	2,324	1,428	43,741
Total Normalizaciones /Sin Medidor		UND	867	1,266	2,044	2,021	2,044	2,042	2,044	2,044	2,039	2,031	1,086	697	20,225

El monto asociado del plan de reducción de pérdidas comercial asciende a US\$17.46 MM

Segmento	Componentes	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	TOTAL
Regulares	Materiales	0.30	0.45	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.38	0.23	7.55
	Mano de Obra	0.10	0.15	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.12	0.07	2.48
Grandes Clientes	Materiales	0.48	0.50	0.57	0.57	0.57	0.58	0.62	0.62	0.61	0.61	0.59	0.46	6.78
	Mano de Obra	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.09
Totalizadores	Materiales	0.02	0.03	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.03	0.02	0.56
	Mano de Obra	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total CAPEX - USD\$		0.91	1.14	1.66	1.66	1.66	1.67	1.72	1.72	1.71	1.71	1.13	0.78	17.46

9.2 Presupuestos y cronogramas 2022 de EDENorte

El plan de ejecutorias 2022 de EDENorte de rehabilitación de circuitos contempla un total 29,805 normalizaciones.

PROYECTO			2021												TOTAL
PROGRAMA	PROYECTO	CIRCUITO	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	TOTAL
FINANCIAMIENTO MULTILATERALES	La angelina - Cotui	COTU103										1,500	1,500	1,500	4,500
	Las Garitas	SANC103										1,500	1,500	1,500	4,500
	Proyectos en Ejecución	-	1,551	1,780	2,209	2,750	3,640	1,601	200						13,731
	SUB-TOTAL		1,551	1,780	2,209	2,750	3,640	1,601	200			3,000	3,000	3,000	22,731
FINANCIAMIENTO PROPIO	Proyecto Villa Liberación, Bonao	BONP101										613	613	613	1,839
	Proyecto La Colonia, Cotui	COTU104										368	368	368	1,104
	Proyecto El Batey	QUIN101										214	214	214	642
	Proyecto Palo Verde	MCRI101										247	247	247	741
	Proyecto Payita	PAYI101										115	115	115	345
	Proyecto Polígono Juan Gomez	VVAS102										76	76	76	228
	Proyecto Las Charcas	NIBA101										153	153	153	459
	Proyecto Doble Terna Villa Rivas Arenoso	ABAP101										114	114	114	342
	Proyecto Pontón, Navarrete	NAVA101										245	245	245	735
	Proyecto Balneario Masipetro	BPER101										213	213	213	639
	SUB-TOTAL											2,358	2,358	2,358	7,074
TODOS			1,551	1,780	2,209	2,750	3,640	1,601	200		5,358	5,358	5,358	29,805	

El financiamiento 2022 de EDENorte de rehabilitación de circuitos asciende a US\$6.20 MM

PROYECTO			PLAN NORMALIZACIONES PROYECTOS DE REHABILITACIÓN DE REDES Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS 2022												TOTAL
PROGRAMA	PROYECTO	CIRCUITO	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	TOTAL
FINANCIAMIENTO MULTILATERALES	La angelina - Cotui	COTU103													
	Las Garitas	SANC103													
	Proyectos en Ejecución	-													
	SUB-TOTAL														
FINANCIAMIENTO PROPIO	Proyecto Villa Liberación, Bonao	BONP101						\$0.29	\$0.07	\$0.07	\$0.21	\$0.14	\$0.07	\$0.07	\$0.93
	Proyecto La Colonia, Cotui	COTU104						\$0.20	\$0.05	\$0.05	\$0.15	\$0.10	\$0.05	\$0.05	\$0.65
	Proyecto El Batey	QUIN101						\$0.22	\$0.06	\$0.06	\$0.17	\$0.11	\$0.06	\$0.06	\$0.73
	Proyecto Palo Verde	MCRI101						\$0.11	\$0.03	\$0.03	\$0.09	\$0.06	\$0.03	\$0.03	\$0.37
	Proyecto Payita	PAYI101						\$0.11	\$0.03	\$0.03	\$0.08	\$0.06	\$0.03	\$0.03	\$0.36
	Proyecto Polígono Juan Gomez	VVAS102						\$0.11	\$0.03	\$0.03	\$0.09	\$0.06	\$0.03	\$0.03	\$0.37
	Proyecto Las Charcas	NIBA101						\$0.19	\$0.05	\$0.05	\$0.14	\$0.09	\$0.05	\$0.05	\$0.60
	Proyecto Doble Terna Villa Rivas Arenoso	ABAP101						\$0.17	\$0.04	\$0.04	\$0.13	\$0.09	\$0.04	\$0.04	\$0.56
	Proyecto Pontón, Navarrete	NAVA101						\$0.33	\$0.08	\$0.08	\$0.25	\$0.16	\$0.08	\$0.08	\$1.07
	Proyecto Balneario Masipetro	BPER101						\$0.17	\$0.04	\$0.04	\$0.13	\$0.09	\$0.04	\$0.04	\$0.56
	TODOS							\$1.91	\$0.48	\$0.48	\$1.43	\$0.95	\$0.48	\$0.48	\$6.20

El plan de ejecutorias 2022 de EDENorte del plan de reducción de pérdidas comercial contempla un total de 115,898 normalizaciones.

Segmento	Operaciones	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	TOTAL
Regulares	Inspecciones Regulares	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	180,000
	Normalizaciones	4,850	4,850	4,300	3,900	2,850	1,250	5,750	5,750	5,750	5,750	5,750	5,750	56,500
	Eliminaciones de Conexiones Directas	4,850	4,850	4,300	3,900	2,850	1,250	5,750	5,750	5,750	5,750	5,750	5,750	56,500
	Normalizaciones / Sin Medidor													-
Grandes Clientes	Inspecciones GC	434	477	542	509	520	499	509	520	499	510	520	509	6,048
	Normalizaciones /Con Medidor	49	45	72	80	80	80	356	364	348	356	363	357	2,550
	Blindaje de Medida	20	20	20	20	20	20	38	39	37	38	38	38	348
	Totalizadores													-
Distribución	Mantenimiento &/o Sustitución Alumbrado	175	175	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	3,850
Total Inspecciones		15,434	15,477	15,542	15,509	15,520	15,499	15,509	15,520	15,499	15,510	15,520	15,509	186,048
Total Normalizaciones /Con Medidor		9,749	9,745	8,672	7,880	5,780	2,580	11,856	11,864	11,848	11,856	11,863	11,857	115,550
Total Normalizaciones /Sin Medidor		20	20	20	20	20	20	38	39	37	38	38	38	348

El monto asociado del plan de reducción de pérdidas comercial asciende a US\$18.50 MM

Segmento	Componentes	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	TOTAL
Regulares	Materiales	0.60	0.60	0.53	0.48	0.35	0.15	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	6.96
	Mano de Obra	0.53	0.53	0.51	0.49	0.45	0.38	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	6.32
Grandes Clientes	Materiales	0.09	0.08	0.13	0.15	0.15	0.15	0.66	0.67	0.64	0.66	0.67	0.66	4.72
	Mano de Obra	0.03	0.03	0.04	0.03	0.03	0.03	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.50
Totalizadores	Materiales													-
	Mano de Obra													-
Total CAPEX -USD\$		1.25	1.24	1.21	1.15	0.98	0.71	1.99	2.01	1.97	1.99	2.00	1.99	18.50

9.3 Presupuestos y cronogramas 2022 de EDEEste

El plan de ejecutorias 2022 de EDEEste de rehabilitación de circuitos contempla un total 61,440 normalizaciones.

PROYECTO			PLAN NORMALIZACIONES PROYECTOS DE REHABILITACIÓN DE REDES Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS 2022												
PROGRAMA	PROYECTO	CIRCUITO	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	TOTAL
FINANCIAMIENTO MULTILATERALES	BEI	CALE02	800	800											1,600
		GU6901	1,500	1,500	1,000	1,000	378								5,378
		LM6902	1,000	1,200	1,500	1,500	1,600	1,600	1,648	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	17,548
		SPER02	1,000	1,500	1,500	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,805			16,605
		VIME06	1,000	1,200	1,500	1,500	1,800	1,800	1,800	1,800	1,709				12,309
		SUB-TOTAL	5,300	6,200	5,500	5,800	5,578	5,200	5,248	5,009	3,300	3,305	1,500	1,500	1,500
FINANCIAMIENTO PROPIO	PROPIO - LLAVE EN MANO	DESP04R													
		VIME01R										1,000	1,000	1,000	3,000
		RO3803												1,000	2,000
		VIME02										1,000	1,000	1,000	3,000
		SUB-TOTAL										2,000	3,000	3,000	8,000
TODOS		5,300	6,200	5,500	5,800	5,578	5,200	5,248	5,009	3,300	5,305	4,500	4,500	61,440	

El financiamiento 2022 de EDEEste de rehabilitación de circuitos asciende a US\$29.84 MM

PROYECTO			PLAN NORMALIZACIONES PROYECTOS DE REHABILITACIÓN DE REDES Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS 2022												
PROGRAMA	PROYECTO	CIRCUITO	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	TOTAL
FINANCIAMIENTO MULTILATERALES	BEI	CALE02	0.54	0.54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.08
		GU6901	0.89	0.89	0.59	0.59	0.22	-	-	-	-	-	-	-	3.18
		LM6902	0.40	0.48	0.60	0.60	0.64	0.64	0.66	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	7.04
		SPER02	0.48	0.72	0.72	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	-	-	7.92
		VIME06	0.43	0.52	0.65	0.65	0.77	0.77	0.77	0.74	-	-	-	-	5.30
		SUB-TOTAL	2.73	3.14	2.55	2.70	2.50	2.27	2.29	2.19	1.46	1.46	0.60	0.60	0.60
FINANCIAMIENTO PROPIO	PROPIO - LLAVE EN MANO	DESP04R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		VIME01R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.60	0.60	0.60	1.80
		RO3803	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.60	0.60	1.20
		VIME02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.78	0.78	0.78	2.33
		SUB-TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.38	1.98	1.98	5.33
TODOS		2.73	3.14	2.55	2.70	2.50	2.27	2.29	2.19	1.46	2.84	2.58	2.58	29.84	

El plan de ejecutorias 2022 de EDEEste del plan de reducción de pérdidas comercial contempla un total de 210,504 normalizaciones.

Segmento	Operaciones		ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	TOTAL
Regulares	Inspecciones Regulares	UND	32,400	35,640	40,500	38,070	49,680	47,610	48,645	49,680	47,610	48,645	49,680	48,645	536,805
	Normalizaciones /Con Medidor	UND	10,016	11,018	12,520	11,769	15,955	16,246	17,576	18,947	19,113	19,529	19,944	19,529	192,160
	Normalizaciones /Sin Medidor	UND	864	950	1,080	1,015	1,325	1,349	1,459	1,573	1,587	1,622	1,656	1,622	16,102
Grandes Clientes	Inspecciones GC	UND	1,080	1,200	1,380	1,290	1,320	1,260	1,290	1,320	1,260	1,290	1,320	1,290	15,300
	Normalizaciones /Con Medidor	UND	86	95	108	102	104	106	114	123	124	127	130	127	1,345
	Normalizaciones / Sin Medidor	UND	58	63	72	68	69	70	76	82	83	85	86	85	897
Totalizadores	Totalizadores	UND	355	406	457	508	558	761	914	1,117	-	-	-	-	5,075
Total Inspecciones		UND	33,480	36,840	41,880	39,360	51,000	48,870	49,935	51,000	48,870	49,935	51,000	49,935	552,105
Total Normalizaciones /Con Medidor		UND	10,102	11,113	12,628	11,870	16,059	16,352	17,690	19,070	19,237	19,655	20,074	19,655	193,505
Total Normalizaciones /Sin Medidor		UND	922	1,014	1,152	1,083	1,394	1,419	1,535	1,655	1,670	1,706	1,742	1,706	16,999

El monto asociado del plan de reducción de pérdidas comercial asciende a US\$33.65 MM

Segmento	Componentes		ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	TOTAL
Regulares	Materiales		0.75	0.82	0.94	0.88	1.58	1.58	1.69	1.79	1.79	1.83	1.87	1.83	17.33
	Mano de Obra		0.72	0.72	0.72	0.72	0.97	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	10.85
Grandes Clientes	Materiales		0.18	0.20	0.22	0.21	0.22	0.22	0.24	0.26	0.26	0.26	0.27	0.26	2.80
	Mano de Obra		0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.67
Totalizadores	Materiales		0.09	0.11	0.12	0.13	0.15	0.20	0.24	0.30	-	-	-	-	1.34
	Mano de Obra		0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.65
Total CAPEX -USD\$			1.85	1.95	2.11	2.05	3.03	3.11	3.28	3.46	3.16	3.20	3.25	3.20	33.65

En la elaboración y coordinación del Plan Integral de Reducción de Pérdidas de las EDE 2022 al 2028
Unidad de Programas Estratégicos adscrita a la Vicepresidencia Ejecutiva del Consejo Unificado

Fredy Antonio Pérez y Rubén Oria Acosta

Versión revisada enero 2022



ANEXOS

10 Anexos

La resolución No. 11-2021 de EDESUR:



Resolución adoptada en la reunión del Consejo de Administración de la sociedad comercial Edesur Dominicana, S.A., identificada con el No. 11-2021, de fecha veintiuno (21) del mes de mayo del año dos mil veintiuno (2021), la cual dispone lo siguiente:

"PRIMERA RESOLUCIÓN

Los miembros del Consejo de Administración de la Sociedad, denominado Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras, deciden: **1. TOMAR CONOCIMIENTO** del informe rendido por el señor **Milton Teófilo Morrison Ramírez**, Gerente General, sobre el Plan de Reducción de Pérdidas de la Sociedad; **2. APROBAR** la ejecución del Plan de Reducción de Pérdidas expuesto en esta sesión; **3. INSTRUIR** al Gerente General para que proceda a la ejecución del Plan de Reducción de Pérdidas de la Sociedad aprobado en el numeral 2 de la presente resolución; y **4. INSTRUIR** al Gerente General a efectos de que presente en la próxima reunión de este Consejo de Administración el presupuesto requerido para la ejecución del Plan de Reducción de Pérdidas. 234

ESTA RESOLUCIÓN FUE APROBADA A UNANIMIDAD DE VOTOS."

En la ciudad de Santo Domingo de Guzmán, Distrito Nacional, República Dominicana, a los veintiún (21) días del mes de mayo del año dos mil veintiuno (2021), aprobada y firmada por todos los miembros del Consejo de Administración, certificada por el Presidente y el Secretario.

Antonio Almonte Reynoso
 Presidente

George Ángel Reinoso Núñez
 Vicepresidente

Andrés Emmanuel Astacio Polanco
 Secretario

Ángel E. Raposo Flores
 Vocal

Ricardo José Gómez Canaán
 Vocal

Bienvenido Antonio Mejía García
 Vocal

Rubén Darío de Jesús Reynoso Fernández
 Vocal

Tulio Antonio Rodríguez Tejada
 Vocal

Domicilio social: Avenida Tiradentes, esquina Calle Lic. Carlos Sánchez y Sánchez, No. 47, Torre Serrano, Ensanche Naco, Santo Domingo, Distrito Nacional, República Dominicana. Capital Social Autorizado: RD\$9,764,416,600.00. Capital Suscrito y Pagado: RD\$3,476,275,800.00. Registro Mercantil No.: 48835D. RNC No.: 1-01-82124-8.




Luis Joaquín Miura Ramírez
Vocal



José Manuel Santelises Haché
Vocal


Jorge Ramón Rodríguez Dabas
Vocal

CERTIFICAN:

Quienes suscriben, **Antonio Almonte Reynoso** y **Andrés Enmanuel Astacio Polanco**, Presidente y Secretario del Consejo de Administración de Edesur Dominicana, S.A., respectivamente, **CERTIFICAN** que la presente resolución es copia fiel y exacta de la contenida en el Acta del Consejo de Administración de dicha sociedad comercial, identificada con el No. 11-2021, de fecha veintiuno (21) del mes de mayo del año dos mil veintiuno (2021).


Antonio Almonte Reynoso
Presidente


Andrés Enmanuel Astacio Polanco
Secretario



Domicilio social: Avenida Tiradentes, esquina Calle Lic. Carlos Sánchez y Sánchez, No. 47, Torre Serrano, Ensanche Naco, Santo Domingo, Distrito Nacional, República Dominicana. Capital Social Autorizado: RD\$9,764,416,600.00. Capital Suscrito y Pagado: RD\$3,476,275,800.00. Registro Mercantil No.: 4883SD. RNC No.: 1-01-82124-8.

La resolución No. 11-2021 de EDENorte:



Resolución adoptada en la reunión del Consejo de Administración de la sociedad comercial EDENORTE Dominicana, S.A., identificada con el No. 11-2021, de fecha veintiuno (21) del mes de mayo del año dos mil veintiuno (2021), la cual dispone lo siguiente:

"PRIMERA RESOLUCIÓN

Los miembros del Consejo de Administración de la Sociedad, denominado Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras, deciden: **1. TOMAR CONOCIMIENTO** del informe rendido por el señor **Andrés Cueto Rosario**, Gerente General, sobre el Plan de Reducción de Pérdidas de la Sociedad; **2. APROBAR** la ejecución del Plan de Reducción de Pérdidas expuesto en esta sesión; **3. INSTRUIR** al Gerente General para que proceda a la ejecución del Plan de Reducción de Pérdidas de la Sociedad aprobado en el numeral 2 de la presente resolución; y **4. INSTRUIR** al Gerente General a efectos de que presente en la próxima reunión de este Consejo de Administración el presupuesto requerido para la ejecución del Plan de Reducción de Pérdidas.

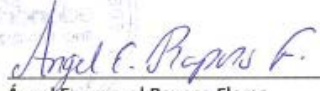
ESTA RESOLUCIÓN FUE APROBADA A UNANIMIDAD DE VOTOS."

En la ciudad de Santo Domingo de Guzmán, Distrito Nacional, República Dominicana, a los veintiún (21) días del mes de mayo del año dos mil veintiuno (2021), aprobada y firmada por todos los miembros del Consejo de Administración, certificada por el Presidente y el Secretario.


 Antonio Almonte Reynoso
 Presidente


 George Ángel Reinoso Núñez
 Vicepresidente

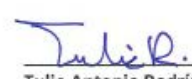

 Andrés Enmanuel Astacio Polanco
 Secretario


 Ángel Enmanuel Raposo Flores
 Vocal


 Ricardo José Gómez Canaán
 Vocal


 Bienvenido Antonio Mejía García
 Vocal


 Rubén Darío de Jesús Reynoso Fernández
 Vocal


 Tulio Antonio Rodríguez Tejada
 Vocal

Domicilio social: Av. Juan Pablo Duarte, No. 74, Santiago de los Caballeros, Municipio y Provincia de Santiago, República Dominicana. Capital Social Autorizado: RD\$13,815,690,000.00. Capital Suscrito y Pagado: RD\$3,241,010,200.00. Registro Mercantil: No. 744STI. RNC: 1-01-82125-6.




Luis Joaquín Miura Ramírez
Vocal


José Manuel Santelises Haché
Vocal



Jorge Ramón Rodríguez Dabas
Vocal

CERTIFICAN:

Quienes suscriben, **Antonio Almonte Reynoso** y **Andrés Enmanuel Astacio Polanco**, Presidente y Secretario del Consejo de Administración de Edenorte Dominicana, S.A., respectivamente, **CERTIFICAN** que la presente resolución es copia fiel y exacta de la contenida en el Acta del Consejo de Administración de dicha sociedad comercial, identificada con el No. 11-2021, de fecha veintiuno (21) del mes de mayo del año dos mil veintiuno (2021).


Antonio Almonte Reynoso
Presidente


Andrés Enmanuel Astacio Polanco
Secretario

AR
T.R.




Domicilio social: Av. Juan Pablo Duarte, No. 74, Santiago de los Caballeros, Municipio y Provincia de Santiago, República Dominicana. Capital Social Autorizado: RD\$13,815,690,000.00. Capital Suscrito y Pagado: RD\$3,241,010,200.00. Registro Mercantil: No. 74-45TI, RNC: 1-01-82125-6.

La resolución No. 10-2021 de EDEEste:



Resolución adoptada en la reunión del Consejo de Administración de la sociedad comercial Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S.A., identificada con el No. 10-2021, de fecha siete (7) del mes de mayo del año dos mil veintiuno (2021), la cual dispone lo siguiente:

"PRIMERA RESOLUCIÓN

Los miembros del Consejo de Administración de la Sociedad, denominado Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras, deciden: **1. TOMAR CONOCIMIENTO** del informe rendido por el señor **Fredy Pérez**, Director Corporativo de Administración y Finanzas de la Vicepresidencia Ejecutiva, sobre el Plan de Reducción de Pérdidas previsto para el corto y mediano plazo, mediante el cual se proponen las siguientes acciones inmediatas: **a.** Unificación del esquema de instalación de medidores; **b.** Focalización en sectores con redes normalizadas; **c.** Sincerización de la cartera de clientes; **d.** Reingeniería en esquema con contratistas; y **e.** Restablecimiento de la cadena de suministros; **2. INSTRUIR** a la Vicepresidencia Ejecutiva para que realice el seguimiento al cumplimiento de las acciones inmediatas establecidas en el Plan de Reducción de Pérdidas previsto para el corto y mediano plazo; y **3. INSTRUIR** al Gerente General de la Sociedad para que quincenalmente presente un informe a la Vicepresidencia Ejecutiva sobre el estado de situación y los avances de la ejecución de las acciones contempladas en el Plan de Reducción de Pérdidas previsto para el corto y mediano plazo.

ESTA RESOLUCIÓN FUE APROBADA POR MAYORÍA DE VOTOS CON LA ABSTENCIÓN DEL SEÑOR GEORGE ÁNGEL REINOSO NÚÑEZ."

En la ciudad de Santo Domingo de Guzmán, Distrito Nacional, República Dominicana, a los siete (7) días del mes de mayo del año dos mil veintiuno (2021), aprobada y firmada por todos los miembros del Consejo de Administración, certificada por el Presidente y el Secretario.

Antonio Almonte Reynoso
Presidente

George Ángel Reinoso Núñez
Vicepresidente

Andrés Enmanuel Astacio Polanco
Secretario

Ángel Enmanuel Raposo Flores
Vocal

Ricardo José Gómez Canaán
Vocal

Bienvenido Antonio Mejía García
Vocal

Domicilio social: Carretera Mella, Esq. San Vicente de Paúl, Centro Comercial Megacentro, 1º piso, Paseo de la Fauna, Local 53º, Sector Cancino I, Provincia Santo Domingo, Municipio Santo Domingo Este, República Dominicana. Capital Social Autorizado: RD\$6,971,043,600.00. Capital Suscrito y Pagado: RD\$3,464,958,400.00. Registro Mercantil No. 20706SD. RNC No. 1-01-82021-7.





Rubén Darío de Jesús Reynoso Fernández
Vocal


Tulio Antonio Rodríguez Tejada
Vocal


Luis Joaquín Miura Ramírez
Vocal


José Manuel Santelises Haché
Vocal


Jorge Ramón Rodríguez Dabas
Vocal

CERTIFICAN:

Quienes suscriben, **Antonio Almonte Reynoso** y **Andrés Enmanuel Astacio Polanco**, Presidente y Secretario del Consejo de Administración de la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S.A., respectivamente, **CERTIFICAN** que la presente resolución es copia fiel y exacta de la contenida en el Acta del Consejo de Administración de dicha sociedad comercial, identificada con el No. 10-2021, de fecha siete (7) del mes de mayo del año dos mil veintiuno (2021).

AENAF


Antonio Almonte Reynoso
Presidente


Andrés Enmanuel Astacio Polanco
Secretario



Domicilio social: Carretera Mella, Esq. San Vicente de Paúl, Centro Comercial Megacentro, 1^{er} piso, Paseo de la Fauna, Local 534, Sector Cancino I, Provincia Santo Domingo, Municipio Santo Domingo Este, República Dominicana. Capital Social Autorizado: RD\$6,971,043,600.00. Capital Suscrito y Pagado: RD\$3,464,958,400.00. Registro Mercantil No. 20706SD. RNC No. 1-01-82021-7.



PRESIDENCIA DE LA
REPÚBLICA DOMINICANA

**Consejo Unificado de las
Empresas Distribuidoras**