



PLAN MAESTRO DE GESTIÓN Y CONTROL PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN DISTRIBUCIÓN

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Fecha:
Ing. Diego Avalos GC/DPT Nº Personal: 11743	Ing. Gustavo Benítez GC/PE Nº Personal: 6138	Ing. Hugo Rolón GC Nº Personal: 6150	21/11/2024
Revisión:			

CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO	1
2. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS.....	5
2.1. Corto Plazo	5
2.2. Mediano plazo	7
2.3. Largo plazo	8
2.4. Acciones y Metas para Reducción de Pérdidas Técnicas en Distribución en el Corto Plazo	9
3. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS:.....	10
3.1. Corto plazo	10
3.2. Mediano plazo	12
3.3. Largo plazo	13
3.4. Acciones y Metas para Reducción de Pérdidas No Técnicas en Distribución en el Corto Plazo.....	15
4. GESTIÓN EFICIENTE Y SOSTENIBLE.....	16
4.1. Corto plazo	17
4.2. Mediano plazo	17
4.3. Largo plazo	18
5. CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN.....	19
6. ANEXO - PLANIFICACIÓN DE INVERSIONES DE MEDIANO PLAZO 2025 – 2028.....	20

1. RESUMEN EJECUTIVO

La Ley N° 966/1964 que crea a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), tiene dentro de sus objetivos elaborar el Plan Nacional de Electrificación a ser propuesto al Poder Ejecutivo, para su aprobación, con el fin de orientar y fomentar el desarrollo eléctrico del país.

Este Plan Estratégico de Control y Reducción de Pérdidas Eléctricas para el periodo 2025-2034, sintetiza los estudios técnicos y operativos a ser realizados, las estrategias, acciones y medidas recomendadas para reducir tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Presenta una síntesis de estudios técnicos y planificación realizados con vistas a determinar el conjunto de adquisiciones necesarias, despliegue y actividades en las distintas áreas, de modo a lograr el objetivo empresarial de reducir los índices de pérdidas establecidos en las metas y de esa manera también proveer un servicio en condiciones técnicamente aceptables de acuerdo a los criterios y premisas de planificación adoptados, logrando así mejorar la gestión, confiabilidad y eficiencia de la ANDE.

El Plan se estructura en torno a tres ejes fundamentales:

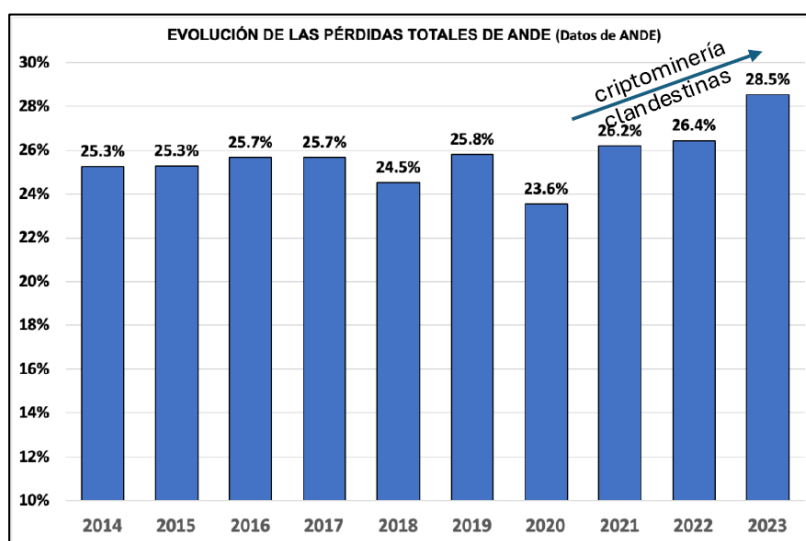
- a) **Pérdidas Técnicas:** Implementación de mejoras tecnológicas y de infraestructura para optimizar la transmisión y distribución de energía, tales como la modernización de equipos, la actualización de redes y el uso de tecnologías avanzadas de monitoreo y control.
- b) **Pérdidas No Técnicas:** Desarrollo e implementación de programas de detección y reducción de fraudes y robos de energía, campañas de concienciación y educación para los consumidores, y mejora en la precisión de los sistemas de medición y facturación.
- c) **Gestión Eficiente y Sostenible:** Capacitación, desarrollo de políticas y monitoreo continuo e implementación de mejoras tecnológicas y de infraestructura, estableciendo metas claras medibles y promoviendo la rendición de cuentas basada en la gestión.

El plan abarca acciones a corto, mediano y largo plazo, con el objetivo de optimizar la infraestructura, combatir el fraude y mejorar la eficiencia operativa de la empresa:

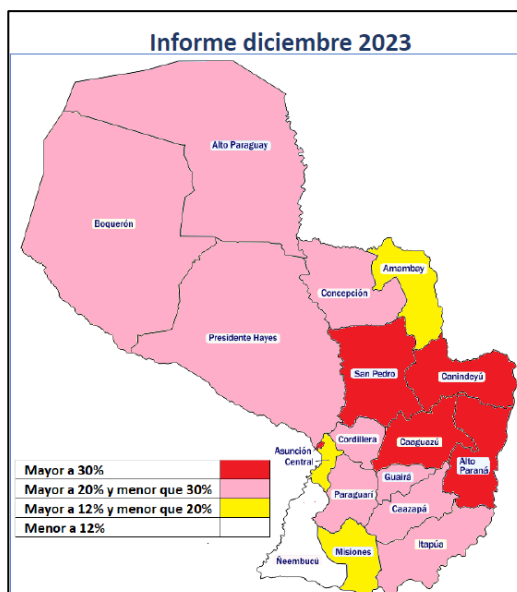
- a) **Corto plazo (0 a 4 años):** Diagnósticos y medidas correctivas inmediatas.
- b) **Mediano plazo (4 a 5 años):** Modernización de sistemas e introducción de tecnologías avanzadas.
- c) **Largo plazo (5 a 10 años):** Implementación de redes inteligentes y consolidación de una cultura organizacional centrada en la eficiencia energética.

ANTECEDENTES

El promedio de pérdidas totales en el Paraguay, se ha mantenido en torno al 26 % hasta el año 2020, desde el año 2021 se ha registrado un aumento en los niveles de pérdidas totales, que alcanzó un valor máximo de 28,5 % en el año 2023, siendo esta situación sustentada principalmente por la aparición de una nueva industria, que corresponde al sector de criptomonera ilegal, que genera la sustracción de energía eléctrica en grandes bloques de potencia, conforme a los datos de la Consultora CEARE - BID (octubre, 2024).

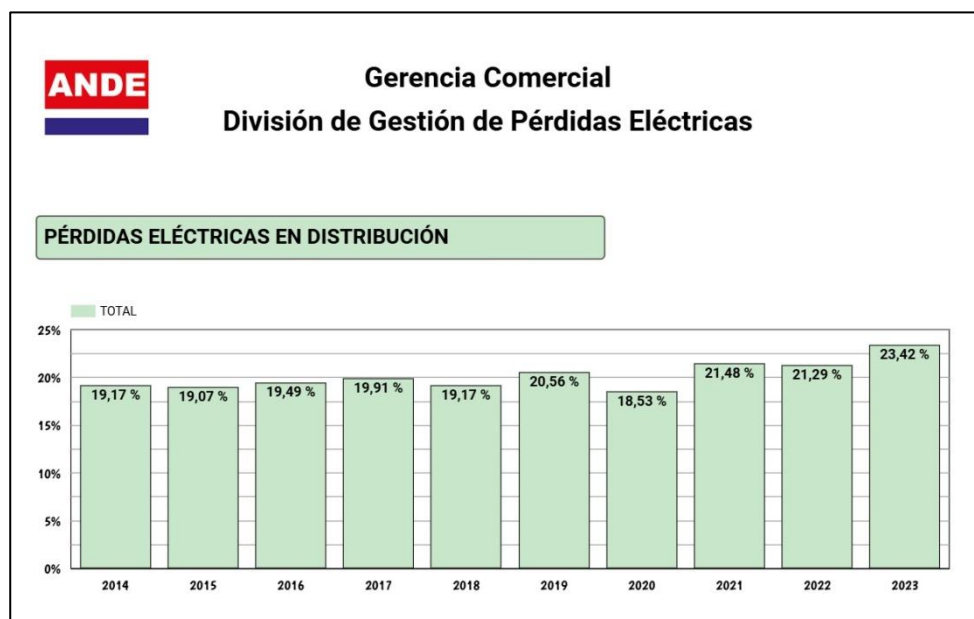


Por otra parte, conforme al estudio de la Consultora Ergon Energy - Banco Mundial (febrero, 2024), se puede evidenciar que el mayor porcentaje de pérdidas a nivel país, se concentra principalmente en 6 (seis) departamentos: Canindeyú, Central, Alto Paraná, Itapúa, San Pedro y Caaguazú, que constituyen el foco principal de las acciones de corto plazo, en materia de gestión de pérdidas no técnicas.



En relación a la composición de las Pérdidas Eléctricas Totales, de acuerdo a los datos proporcionados por la Consultora CEARE – BID (octubre, 2024), el 5,1 % corresponde a Pérdidas Técnicas en Transmisión, siendo la diferencia de 23,4 % las Pérdidas en Distribución (Pérdidas Técnicas y No Técnicas), y que de acuerdo a datos de estimación, se encontrarían distribuidos en una relación de 50 % de pérdidas técnicas en distribución y 50 % de pérdidas no técnicas en distribución, con lo que existe un porcentaje de 11,7 % de las pérdidas totales, que corresponderían a las pérdidas comerciales, que son gestionables.

A partir de este punto, es importante mencionar, que en Latinoamérica y los países de Centro América, las pérdidas eléctricas a efectos comparativos de la evolución y gestión, es considerada a nivel de Distribución de Energía Eléctrica, debido al modelo de negocio predominante en varios países, en cuanto a la prestación del servicio de energía eléctrica, y en el que se encuentra separados las empresas Distribuidoras, de las empresas que se encargan del transporte de energía Eléctrica, exceptuando a la ANDE de Paraguay y UTE de Uruguay, que siguen siendo la empresas integradas verticalmente en su estructura de funcionamiento. En ese sentido, con el objeto de establecer un mismo lenguaje de medición y comparación a nivel de las empresas del sector, se establece como línea de base, el diagnóstico y gestión considerando las pérdidas totales en distribución, cuya evolución para el Paraguay, se ilustra en el siguiente gráfico.



Se desprende además, del estudio de la Consultora Ergon Energy - Banco Mundial, en relación a las Pérdidas No Técnicas en Distribución, que el 25 % se encuentra en el Nivel de Media Tensión, mientras que un 30 % correspondería al sector residencial en baja tensión en los principales cascos urbanos, y el resto, que corresponde al 45 % de las Pérdidas No Técnicas, en los sectores vulnerables, asentamientos y zonas periféricas a nivel país.

A partir de la problemática existente, y que afecta al Sistema Eléctrico Nacional, se plantea en este documento, la Planificación de las Inversiones y acciones operativas, con el objeto de reducir las **Pérdidas eléctricas en Distribución**, en un horizonte de 4 años (2028), a un **valor de 15 %**.

La Planificación establece enfoques y criterios, basados en acciones diferenciadas mediante la segmentación de las **Pérdidas Eléctricas No Técnicas**, con fundamento en los estudios elaborados por las Consultoras del BID y el Banco Mundial, cuya estrategia de abordaje se detalla en el siguiente cuadro:

Segmento	% Pérdidas No Técnicas	% Pérdidas a Gestionar	Estrategia
Media Tensión	3 %	2,2 %	<ul style="list-style-type: none"> - Software de Monitoreo y Control, con IA - Utilización de equipos blindados - Equipos de Medición y Herramientas - Balance y Monitoreo de Alimentadores - Control, verificación e intervención en Campo - Aplicación de la Ley N° 7300/24
Baja Tensión Residencial	3,5 %	2,5 %	<ul style="list-style-type: none"> - Despliegue de Infraestructura de Medición Inteligente (AMI) - Balance y Monitoreo de Zona de PDs - Control, verificación e intervención en campo
Vulnerable, asentamientos, zonas periféricas	5,2 %	3,7 %	<ul style="list-style-type: none"> - Mejoramiento de la Infraestructura eléctrica - Regularización de suministros - Alianzas con Instituciones del Estado - Programas de uso eficiente - Modificación de la Ley de Tarifa Social
Total	11,7 %	8,4 %	

El objetivo establecido, es la reducción de las **Pérdidas Eléctricas en Distribución**, con la siguiente proyección hasta el año 2028.

AÑO	PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN DISTRIBUCIÓN - PROYECTADO
2.025	21,3
2.026	19,2
2.027	17,1
2.028	15,00

2. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

Se enfoca en las pérdidas derivadas de la calidad y estado de la infraestructura, componentes y tecnología que conforman el sistema eléctrico, cables, transformadores, topología y configuración de red adoptada.

2.1. Corto Plazo

- 2.1.1. **Revisión Normativa:** Incorporar mejoras y actualizaciones en base al avance tecnológico como también ajustar a los requerimientos actuales en cuanto a calidad de servicio, y materiales utilizados para un sistema eléctrico de distribución.
- 2.1.2. **Tipo de carga:** Establecer dentro del reglamento una normativa más detallada que defina valores máximos permitidos relacionados a distorsión armónica atribuibles al cliente. Estudiar y definir la capacidad de hospedaje que será permitida para la generación distribuida y el grado de afectación al desempeño de los equipos ubicado en las subestaciones y a lo largo de las líneas de distribución, en general al sistema eléctrico de potencia.
- 2.1.3. **Mantenimiento preventivo:**
 - a) Recomendar plan de mantenimiento preventivo en las áreas críticas identificadas, para reducir las pérdidas debido a la degradación del sistema eléctrico (tipo de conductor utilizado, cambio de sistema y/o estructura).
- 2.1.4. **Operación del Sistema:**
 - a) Recomendar configuración de régimen de operación de los alimentadores, sugiriendo su reconfiguración óptima logrando reducir las pérdidas técnicas.
 - b) Alimentadores extensos y tipo expresos: Registrar y contabilizar las pérdidas de alimentadores que se encuentran operando fuera de criterios y condiciones técnicas recomendadas, cuantificar las pérdidas que representa.
 - c) Instructivo de Procedimiento para establecer régimen de Operación: Elaborar en conjunto con el área de Ingeniería un Manual de procedimiento y establecer en el mismo los criterios técnicos para el régimen de operación de los Alimentadores en 23kV, de modo a reducir al máximo las pérdidas técnicas debido a la operación de los mismos.
 - d) Balance Energético: Incluir las pérdidas de los reguladores en el balance general de la red. Evaluar las pérdidas que representan los Reguladores de Tensión y su impacto financiero a fin de recomendar la construcción de nuevas subestaciones.
- 2.1.5. **Revisión de medidores y equipos de medición:**
 - a) Verificar el estado de los equipos de medición en áreas críticas identificadas, como también establecer inspecciones de rutina para asegurar el correcto funcionamiento de los mismos.
 - b) Cuantificar y reemplazar los puntos de medición basados en el método de los dos vatímetros (método Arón), aunque es útil y preciso, tiene algunas debilidades y posibles errores de medición, especialmente desde el punto de vista de fraudes como:

2.1.5.1. Errores de Medición

- a) **Desbalance de Cargas:** En sistemas con cargas muy desbalanceadas, las lecturas de los vatímetros pueden ser menos precisas, ya que este método asume cierto equilibrio en las fases.
- b) **Errores de Fase:** Pequeños errores en la conexión de los vatímetros o en la calibración pueden introducir errores significativos en la medición de la potencia reactiva.
- c) **Factor de Potencia Bajo:** En sistemas con un factor de potencia muy bajo, las diferencias en las lecturas de los vatímetros pueden ser grandes, lo que puede complicar la interpretación de los resultados correctos.

2.1.5.2. Debilidades desde el Punto de Vista de Fraudes

- a) **Manipulación de Conexiones:** Un fraude común es la manipulación de las conexiones de los vatímetros para alterar las lecturas. Por ejemplo, cambiar las conexiones de fase puede llevar a lecturas incorrectas de la potencia.
- b) **Interferencia Magnética:** La colocación de imanes cerca de los vatímetros puede afectar sus lecturas, reduciendo la potencia registrada.
- c) **Bypass de Vatímetros:** En algunos casos, se pueden instalar derivaciones (bypass) para que parte de la corriente no pase por los vatímetros, reduciendo así la potencia medida.
- d) **Manipulación de Calibración:** Alterar la calibración de los vatímetros para que registren menos potencia de la real es otra forma de fraude.

2.1.5.3. Medidas de Mitigación

- a) **Inspecciones Regulares:** Realizar inspecciones periódicas de las conexiones y calibraciones de los vatímetros.
- b) **Sellos de Seguridad:** Utilizar sellos de seguridad en las conexiones y en los propios vatímetros para detectar manipulaciones.
- c) **Monitoreo Remoto:** Implementar sistemas de monitoreo remoto para detectar anomalías en tiempo real.

2.1.5.4. Histórico de equipos obsoletos

Realizar un trabajo coordinado con el área de mediciones comerciales de modo a poder obtener una base de datos consolidada de los Equipos de medición en estado obsoletos, y como acción planificar el cambio paulatino de los mismo, en función a la necesidad y prioridad determinada.

2.1.6. Elaboración de Normativa de Procedimiento:

El proyecto responde a que existe la necesidad a nivel empresarial de definir responsabilidades administrativas y criterios técnicos a nivel de instructivo de procedimiento (IP) para la correcta y eficiente elaboración de Balance de Energía por Departamento Geopolítico, contemplando de esa manera todos los aspectos que intervienen de manera directa e indirecta en el proceso de cálculo.

2.2. Mediano plazo

- 2.2.1. Involucrar a la Gerencia Técnica en el objetivo mencionado en el punto anterior con el propósito institucional de elaborar un procedimiento para que en base a criterios de diseño y costos de operación se puedan proyectar la infraestructura de Transmisión para que en el mediano plazo esta red pueda hospedar generación distribuida de diversas fuentes primarias.
- 2.2.2. Conductores: Considerar las pérdidas por efecto joule, teniendo en cuenta el tipo de cable aplicado.
- 2.2.3. Estudio de la Capacidad de Carga: Dimensionamiento adecuado de los alimentadores (sección efectiva en mm²) para minimizar pérdidas eléctricas.
- 2.2.4. **Ubicación óptima de Subestaciones:** Realizar análisis de la situación actual y operativa de las subestaciones, realizando un estudio comparativo de costos extras asociados, considerando su ubicación óptima, de modo a reducir costos operativos.
- 2.2.5. **Eficiencia:** Actualizar los requisitos mínimos de eficiencia de ANDE para transformadores de distribución, analizar este requerimiento incluir como condición de compra, en el Pliego de Bases y Condiciones para la adquisición de los mismos. Se debe distinguir entre transformadores para uso urbano y uso rural.
- 2.2.6. **Acceso a Datos SCADA:**
- Integración con SCADA: Asegurar que todos los componentes críticos del Sistema de Distribución estén monitoreados en tiempo real, más aún aquellos representativos en cuanto a pérdidas técnicas.
 - Análisis: Utilizar los datos del SCADA para realizar un contraste y registro de la energía consumida en los alimentadores, de modo a poder detectar y corregir ineficiencias en el sistema aplicado para el registro y conteo utilizado, o alternativamente utilizar para el registro y conteo en caso de arrojar resultados más eficientes.
 - Invertir en la adquisición de herramientas, formación e implementación de Inteligencia Artificial en los procesos, tanto para auditoría, como también para la detección de anomalías a fin de identificar proactivamente casos de fraude.
- 2.2.7. **Pérdidas en Equipos:**
- Transformadores de Distribución y Transmisión: Cuantificar las pérdidas en transformadores, discriminando entre pérdidas en vacío y pérdidas en carga.
 - Inventario de Transformadores: Crear una base de datos detallada de los transformadores de transmisión y distribución en el sistema. Implementar mediciones periódicas y la creación de un sistema de registro y base de datos única.
 - Realizar un análisis de la conveniencia de Bancos de Transformadores Monofásicos vs. Trifásicos teniendo en cuenta lo siguiente:
 - Monofásicos: Análisis de pérdidas y balance de carga en redes monofásicas.
 - Trifásicos: Evaluación de pérdidas por desequilibrio y eficiencia energética en sistemas trifásicos.

- d) Banco de Reguladores de Tensión: Medir e incluir las pérdidas asociadas al funcionamiento de reguladores de tensión en distintas condiciones de carga, realizar la identificación por niveles de potencia.

2.2.8. Pérdidas en Líneas de Distribución:

- a) Media Tensión (23kV/13,8kV):
Red Desnuda: Evaluar las pérdidas por efecto Joule, por efecto corona y descarga parcial.
Red Compacta Protegida: Análisis de protección contra fallas y pérdidas asociadas, teniendo en cuenta la distancia media geométrica y radio medio geométrico, efecto capacitivo.
- b) Pérdidas por Carga y Distancia: Dividir las pérdidas según la longitud de las líneas y la densidad de la carga.
- c) Baja Tensión (380/220V):
1) Red Desnuda: Pérdidas por resistencia y disposición DMG y RMG.
2) Red Preensamblada: Análisis comparativo de pérdidas con la red desnuda, teniendo en cuenta la distancia media geométrica y radio medio geométrico, efecto capacitivo.

2.2.9. Pérdidas en Líneas de Transmisión:

- a) Efectos Capacitivos e Inductivos: Considerar las pérdidas relacionadas con la capacitancia y la inductancia en líneas de transmisión, especialmente en configuraciones de alta tensión.
- b) Pérdidas por Carga Parásita: Identificar y cuantificar las pérdidas causadas por descargas parciales en aisladores.
- c) Pérdidas Resistivas (I^2R): Cuantificar las pérdidas resistivas en líneas de distribución y transmisión debido al paso de corriente.
- d) Pérdidas por Efecto Corona: Evaluar las pérdidas en líneas de alta tensión asociadas al efecto corona, especialmente en condiciones de alta humedad.
- e) Pérdidas por Carga y Distancia: Dividir las pérdidas según la longitud de las líneas y la densidad de la carga.

2.3. Largo plazo

- a- **Implementación de almacenamiento de energía:** Introducir sistemas de almacenamiento de energía para gestionar picos de demanda y equilibrar la red, reduciendo el impacto de las pérdidas en la transmisión.
- b- **Expansión de la red con tecnologías inteligentes:** Incorporar redes inteligentes (smart grids) que permitan una automatización, mejor control y diagnóstico remoto de fallas, reduciendo las pérdidas técnicas en el tiempo.
- c- **Pérdidas por Actuaciones de Relés/IEDs de Protecciones:** Incluir las pérdidas asociadas al Esquema de Control de Contingencias (ECCANDE) como también a niveles de 23kV, 66kV y 220kV. Registrar y crear un registro de todas las intervenciones debido a la actuación del sistema de protecciones y sus impactos en pérdidas. (Energía retirada y no facturada debido a fallas técnicas del sistema).

2.4. Acciones y Metas para Reducción de Pérdidas Técnicas en Distribución en el Corto Plazo

Acción	Indicador de Cumplimiento	METAS ESTABLECIDAS				Zona Afectada
		Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028	
Revisión de Normativa Reglamento de BT	Resolución de Modificación	X				País
Revisión de Normativa Reglamento de MT	Resolución de Modificación	X				País
Instrucción de Procedimiento – Balance Energético	Resolución de Aplicación	X				País
Instrucción de Procedimiento – Operación Óptima del Sistema y Mantenimiento	Resolución de Aplicación		X			País
Instrucción de Procedimiento – Mejora del Servicio en Zonas Vulnerables, Asentamientos y Zonas Periféricas	Resolución de Aplicación	X				País
Revisión y Adecuación de equipos de Medición Primario con dos elementos, y secundarios.	Cantidad de equipos de Medición Sustituídos	300	300	300	300	País

3. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS:

Combate al fraude, corrección de errores de medición y optimización de la comercialización. Orientado a las pérdidas no técnicas.

3.1. Corto plazo

Identificación de fraudes y robos de energía: Utilizar técnicas de análisis de datos para identificar patrones sospechosos de consumo que puedan identificar fraudes o robos de electricidad. La incursión en el análisis de datos mediante AI, puede ser bastante beneficioso dada la experiencia en otras empresas.

3.1.1. Hurto de Energía por parte de Clientes catastrados:

Conexiones Ilegales Directas: Pérdidas por derivaciones antes del medidor.

Acciones:

- a) Dotar de la infraestructura necesaria a las Unidades de Gestión de Pérdidas No Técnicas con el fin de aumentar la capacidad operativa de las mismas.
- b) Realizar el llamado y la adjudicación de una LPN en la modalidad HHP3.
- c) Administrar los contratos de ejecución de trabajos en la modalidad HHP3.
- d) Ejecutar al menos 60.000 inspecciones e intervenciones anuales de suministros a nivel nacional, tanto BT como MT.
- e) Incorporar un mecanismo de pago por retorno a fin de asegurar la correcta ejecución de las intervenciones.
- f) Llevar adelante conforme el punto anterior mecanismos de trazabilidad y benchmarking de las empresas prestadoras de servicio más eficiente con el fin de puntuar para llamados a licitación posteriores.

Manipulación de Medidores: Pérdidas causadas por la alteración de medidores para reducir el registro de consumo.

Acciones:

- a) Dotar de la infraestructura necesaria (Equipo Contrastador de medidores de BT) a las Unidades de Gestión de Pérdidas.
- b) Realizar las verificaciones de los equipos de medición/medidores en zonas determinadas por las áreas responsables de Gestión de Pérdidas.

Conexiones Directas sin Medidores:

Acciones:

- a) Regularizar suministros que cuentan con línea de distribución tipo ANDE.
- b) Realizar el control y seguimiento de los suministros intervenidos por conexión directa sin medidor hasta reintegrándolos al proceso comercial correspondiente.

- c) Trabajar en coordinación con la Municipalidad de Asunción para la regularización de suministros en el Mercado de Abasto de Asunción.

3.1.2. Hurto de Energía por parte de Usuarios Clandestinos:

Conexiones directas en Loteamientos Inmobiliarios

- a) Captar como clientes a usuarios con conexiones directas por falta de línea de distribución ANDE.
- b) Gestionar la regularización de los suministros desde la Solicitud de Extensión de línea, hasta el ingreso de los mismos al proceso comercial correspondiente.
- c) Dar un seguimiento a lo realizado.
- d) Invocar en todo momento la ley 7300/24

Conexiones directas en Territorios Sociales y Asentamientos

- a) Apoyar a la Unidad Responsable para la captación de clientes en estas zonas.
- b) Acompañar los trabajos de regularización de suministros en territorios sociales y asentamientos, apoyados por los contratos HHP5.
- c) Dar un seguimiento a lo realizado.
- d) Invocar en todo momento la ley 7300/24.

Procesos comerciales ineficientes: Conexiones directas de clientes que han solicitado el servicio y firmado contrato con ANDE.

Acciones:

- a) Propiciar la instalación efectiva de los medidores.
- b) Realizar el control y seguimiento de los suministros con alta de contratos cuyos medidores no fueron instalados por algún tipo de observación técnica o administrativa.
- c) Descentralizar las tareas de conexión y montaje de equipos de medición a clientes en media tensión.
- d) Realizar auditorías aleatorias de las conexiones realizadas.

Falta de Instrucciones de procedimientos para regularización de suministros.

Acciones:

- a) Elaborar Instrucciones de Procedimientos para la regularización de suministros y/o captación de nuevos clientes.
- b) Detectar las falencias, tanto administrativas, comerciales y técnicas existentes en el proceso de captación o regularización de suministros; corregirlas aplicando soluciones que puedan ser adoptadas a nivel institucional.

3.1.3. Detección y Análisis de Pérdidas No Técnicas (PNT):

- a) Medición Avanzada: Implementar sistemas de medición avanzada (AMI) que permitan detectar discrepancias entre el consumo registrado y el consumo real.

- b) **Análisis Comparativo:** Comparar los datos de consumo con patrones históricos y geográficos para identificar anomalías.
- c) **Inspecciones de Campo:** Realizar inspecciones regulares en zonas de alto riesgo para verificar conexiones ilegales.
- d) **Incorporar el proceso de alta de nuevos suministros en el Electric Office (EO) por parte de los centros de lectura de todo el país.**
- e) **Establecer como meta del plan operativo anual que el 100 % de los suministros estén en el EO.**

Campañas de regularización: Iniciar campañas para regularizar conexiones clandestinas mediante incentivos para que los usuarios se formalicen.

Auditoría de sistemas de facturación: Realizar auditorías frecuentes en el sistema de medición y facturación para detectar posibles errores o manipulaciones.

Morosidad: Indicador basado en el porcentaje de reducción de la deuda morosa sobre la facturación total (en proceso de elaboración).

Estrategias de Recuperación:

- a) **Planes de Pago:** Implementar acuerdos de pago flexibles para clientes morosos crónicos.
- b) **Desconexión y Reconexión:** Establecer procedimientos claros para la desconexión de servicios y reconexión tras el pago de deudas.
- c) **Incentivos para el Pago Puntual:** Ofrecer descuentos o beneficios a clientes que mantengan un historial de pagos sin retrasos.
- d) **Establecer que en los contratos de HHP2 las remuneraciones por reconexiones sean 300% superior a las desconexiones a fin de forzar la efectividad de las mismas.**

3.2. Mediano plazo

- 3.2.1. **Instalación de medidores inteligentes:** Implementar medidores inteligentes que permitan el monitoreo remoto del consumo de energía, ayudando a detectar fraudes o conexiones no autorizadas de manera rápida y eficiente.
- 3.2.2. **Programas de concienciación y penalización:** Lanzar programas educativos para concienciar a los consumidores sobre el impacto negativo del fraude eléctrico, combinados con sistemas de penalización más estrictos para los infractores. Amplia difusión de la ley 7300
- 3.2.3. **Optimización de la gestión comercial:** Desarrollar procesos de facturación más precisos y confiables, minimizando errores administrativos y agilizando los cobros.
- 3.2.4. **Automatización de detección de anomalías:** Implementar sistemas avanzados de inteligencia artificial y machine learning que detecten anomalías en el consumo y alerten sobre fraudes o pérdidas no técnicas en tiempo real.

3.3. Largo plazo

3.3.1. MONITOREO DE TERRITORIOS SOCIALES

3.3.1.1. Identificación de Áreas Críticas:

Objetivo: Identificar las áreas con mayor incidencia de hurto de energía.

Acciones:

- a) Realizar un análisis de datos históricos de consumo y pérdidas.
- b) Identificar patrones y zonas con anomalías en el consumo.

3.3.1.2. Implementación de Tecnología de Monitoreo:

Objetivo: Utilizar tecnología avanzada para detectar y prevenir el hurto de energía.

Acciones:

- a) Instalar medidores totalizadores que permitan registrar el consumo del territorio.
- b) Diseñar y establecer mecanismos legales y administrativos que permitan realizar la medición y facturación del consumo a los territorios sociales, mientras dure las gestiones y se realiza la regularización total de los suministros.
- c) Utilizar sistemas de monitoreo remoto y análisis de datos para identificar conexiones ilegales.

3.3.1.3. Inspecciones y Auditorías Regulares:

Objetivo: Realizar inspecciones periódicas para detectar y corregir fraudes.

Acciones:

- a) Programar inspecciones regulares en las áreas identificadas como críticas.
- b) Realizar auditorías de los medidores y conexiones eléctricas.

1) Campañas de Concientización:

Objetivo: Educar a la comunidad sobre los riesgos y consecuencias del hurto de energía (ley 7300).

Acciones:

- a) Desarrollar campañas informativas sobre el impacto del hurto de energía.
- b) Promover la denuncia anónima de conexiones ilegales.

3.3.1.4. Colaboración con Autoridades:

Objetivo: Trabajar en conjunto con las autoridades locales para combatir el hurto de energía.

Acciones:

- a) Establecer acuerdos de colaboración con la policía y otras entidades gubernamentales.

- b) Implementar operativos conjuntos para la detección y eliminación o mitigación de conexiones ilegales.

3.3.2. MONITOREO DE ASENTAMIENTOS

3.3.2.1. Mapeo y Registro de Asentamientos:

Objetivo: Crear un registro detallado de los asentamientos y sus conexiones eléctricas.

Acciones:

- a) Realizar un censo de los asentamientos y sus instalaciones eléctricas.
- b) Crear mapas detallados de las conexiones eléctricas en los asentamientos.
- c) Instalar tecnología anti-hurto.

3.3.2.2. Instalación de Medidores Inteligentes:

Objetivo: Implementar medidores inteligentes para un monitoreo preciso y en tiempo real.

Acciones:

- a) Instalar medidores inteligentes en todos los puntos de consumo.
- b) Utilizar sistemas de monitoreo remoto para detectar anomalías.

3.3.2.3. Recolección y Análisis de Datos:

Objetivo: Recopilar y analizar datos para identificar patrones de hurto de energía.

Acciones:

- a) Establecer un sistema de recolección de datos en tiempo real.
- b) Utilizar software de análisis de datos para identificar conexiones ilegales.

3.3.2.4. Intervención y Regularización:

Objetivo: Regularizar las conexiones ilegales y proporcionar soluciones legales.

Acciones:

- a) Ofrecer programas de regularización para los residentes con conexiones ilegales.
- b) Proveer opciones de financiamiento para la instalación de conexiones legales.

3.3.2.5. Evaluación y Mejora Continua:

Objetivo: Evaluar la efectividad del plan y hacer ajustes según sea necesario.

Acciones:

- a) Realizar evaluaciones periódicas del plan de monitoreo.
- b) Ajustar estrategias basadas en los resultados obtenidos y el feedback de la comunidad.

Este plan de acción te permitirá abordar de manera efectiva el hurto de energía en territorios sociales y asentamientos, reduciendo las pérdidas eléctricas no técnicas.

3.4. Acciones y Metas para Reducción de Pérdidas No Técnicas en Distribución en el Corto Plazo.

PLANIFICACIÓN ANUAL – REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS			METAS ESTABLECIDAS				
Segmento	Acción	Indicador de Cumplimiento	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028	Zona Afectada
Media Tensión	Instalación de Equipos de Medición Blindados y Totalizadores Primario	Cantidad de Equipos Instalados	250	1.100	1.100	1.100	País
	Adquisición de Equipo de monitoreo portátil para medición y Balance de energía en Media Tensión (plurianual inversión a 4 años)	Compra de Equipos	X				País
	Adquisición de programa para análisis de datos (analítica) y detección de anomalías en Media Tensión	Adquisición de software	X				País
	Adquisición de módulo de Gestión de Campo (workforce)	Adquisición de software	X				País
	Verificación de Suministros en Media Tensión	Cantidad de Suministros Verificados	7.000	14.000	14.000	14.000	País
	Regularización de Suministros (aguateras/pozos de agua/comunidades sociales)	Suministros regularizados	200	200	200	200	País
	Balance de Alimentadores	Cantidad de Alimentadores con Balance Eléctrico	100	150	200	300	País

PLANIFICACIÓN ANUAL – REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS			METAS ESTABLECIDAS				
Segmento	Acción	Indicador de Cumplimiento	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028	Zona Afectada
Baja Tensión Residencial	Instalación de Medidores con Infraestructura AMI	Medidores Instalados	100.000	100.000	100.000	50.000	Asunción, Central, Itapúa, Alto Paraná
	Ejecución de trabajos de monitoreo, verificación e intervención de suministros	Cantidad de Verificaciones realizadas	75.000	150.000	150.000	150.000	País
	Balance en Zonas de Puestos de Distribución	Cantidad de Puestos de Distribución con Balance Eléctrico	1.000	3.500	3.500	3.500	Asunción, Central, Itapúa, Alto Paraná

PLANIFICACIÓN ANUAL – REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS			METAS ESTABLECIDAS				
Segmento	Acción	Indicador de Cumplimiento	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028	Zona Afectada
Vulnerable-Social	Regularización de Suministros en Asentamientos, zonas vulnerables y zonas periféricas	Suministros regularizados con medidores	50.000	100.000	100.000	50.000	País
	Construcción de Línea de Media y Baja Tensión para regularización de suministros, con acometidas	Inversión en zonas de Regularización (millones USD)	26,6	53,4	53,4	26,6	País
	Campañas de Uso eficiente de la Energía en asentamientos	Cantidad de Charlas y Campañas	1.000	1.000	1.000	1.000	País
	Trabajos en alianzas con Instituciones del Estado	Cantidad de Trabajos conjuntos	60	60	60	60	País
	Proyecto de Ley de Modificación de la Tarifa Social	Ley de Tarifa Social	x				País

4. GESTIÓN EFICIENTE Y SOSTENIBLE

Este eje se centra en fortalecer la gestión interna de la empresa eléctrica, mejorando la formación del personal, implementando políticas robustas y estableciendo mecanismos de monitoreo continuo.

4.1. Corto plazo

- 4.1.1. **Capacitación del personal:** Realizar programas de formación en detección y corrección de pérdidas técnicas y no técnicas, así como en nuevas tecnologías para el personal técnico y administrativo.
- 4.1.2. **Revisión de procedimientos operativos:** Evaluar los procedimientos actuales relacionados con la reducción de pérdidas y actualizar los procedimientos operativos estándar.
- 4.1.3. **Establecimiento de KPIs:** Definir indicadores clave de desempeño (KPIs) específicos para la reducción de pérdidas eléctricas, que permitan medir avances y resultados de forma continua.
 - a) **Pérdidas No Técnicas (PNT):** Indicador para la reducción anual de pérdidas por sustracción o hurto de energía (ya en proceso de Elaboración).
 - b) **Morosidad:** Indicador basado en el porcentaje de reducción de la deuda morosa sobre la facturación total (en proceso de elaboración).
 - c) **Segmentación de Clientes:**
 - Identificación de Clientes Morosos:** Clasificar a los clientes según su historial de pagos para identificar patrones de morosidad.
 - Evaluación del Impacto:** Cuantificar las pérdidas financieras asociadas a la falta de pago, considerando la duración y el monto de la deuda.
 - d) **Estrategias de Recuperación:**
 - Planes de Pago:** Implementar acuerdos de pago flexibles para clientes morosos crónicos.
 - Desconexión y Reconexión:** Establecer procedimientos claros para la desconexión de servicios y reconexión tras el pago de deudas. Establecer que en los contratos de HHP2 las remuneraciones por reconexiones sean 300% superior a las desconexiones a fin de forzar la efectividad de las mismas.

4.2. Mediano plazo

- 4.2.1. **Monitoreo constante:** Implementar sistemas de monitoreo centralizados que recopilen y analicen datos de la red en tiempo real, para tomar decisiones basadas en datos sobre la reducción de pérdidas.
- 4.2.2. **Implementación de programas de incentivos:**
 - a) Desarrollar un programa de incentivos para el personal de manera que contribuya a la disminución de las pérdidas, como bonificaciones por logros.
 - b) Desarrollar un programa de incentivos como bonificación de energía en kW/h a clientes que realicen denuncias por fraude y que contribuya a la disminución de las pérdidas, como descuentos a que realicen la denuncia y permitan en consecuencia la regularización de suministros, el bono podrá ser materializado una vez comprobada y realizada la intervención del suministro identificado.

Equipos técnicos verifican las denuncias en un plazo de 10 días hábiles, para el efecto se elaborará un protocolo de inspección y validación para garantizar el éxito del programa.

Bono de descuento de 50% en la factura de energía del denunciante, válido sólo para categoría domiciliario en Baja Tensión.

Nota: El plan no contempla realizar denuncia en zona de territorios sociales y asentamientos.

Impacto financiero: Implementación de plataforma, validación de denuncias, costo de bonos.

Beneficios: Reducción significativa de pérdidas no técnicas, mejora en la recaudación.

Cronograma de Implementación:

Fase 1 (2 meses): Implementación del sistema de denuncias, verificar compatibilidad sistema OPENSG.

Fase 2 (1 mes): Socialización con el personal técnico y administrativo.

Fase 3 (6 meses): Lanzamiento del programa en áreas seleccionadas (metropolitano).

Fase 4 (6 a 9 meses): Evaluación y ajuste del programa.

Fase 5 (9 a 12 meses): Expansión del programa a nivel nacional.

4.3. Largo plazo

4.3.1. **Evolución hacia una cultura organizacional centrada en la eficiencia:** Fomentar una cultura organizacional donde la eficiencia y la reducción de pérdidas sean prioridades centrales, estableciendo metas claras y promoviendo la rendición de cuentas basada en la gestión.

4.3.2. **Establecimiento de redes inteligentes para la gestión del consumo:** Desarrollar una infraestructura de red inteligente que integre a los consumidores y la Institución, para optimizar el consumo y reducir las pérdidas en toda la cadena.

4.3.3. Elaborar en coordinación con las Unidades Administrativas y operativas afectadas en la elaboración, aprobación y aplicación de las Políticas de Gestión y Control de las Pérdidas de Energía de la ANDE y sus respectivos Procedimientos Específicos.

4.3.4. Plan de Incentivos y Sanciones

a) **Incentivos a Funcionarios:** Actualizar y mejorar en caso de considerar necesario el Plan de incentivo a funcionarios, que haya sido implementado dentro del Plan de mediano plazo.

b) **Sanciones a Técnicos y Empresas:** Establecer un instructivo de procedimiento y definir mecanismos de penalizaciones para incumplimientos técnicos o instalación incorrecta que cause pérdidas adicionales, tanto para las empresas como también a los técnicos directamente responsables.

5. CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN

Ítem	Descripción	Previsión	Inversión USD
1	Adquisición de Equipos blindados para medición en Media Tensión (plurianual a 4 años)	2028	13.200.000
2	Adquisición de Equipo de monitoreo portátil para medición y Balance de energía en Media Tensión (plurianual inversión a 4 años)	2025	300.000
3	Adquisición de programa para análisis de datos (analítica) y detección de anomalías en Media Tensión	2025	3.300.000
4	Adquisición de módulo de Gestión de Campo (workforce)	2025	2.000.000
5	Construcción de Línea de Media y Baja Tensión para regularización de suministros (Plurianual a 4 años de ejecución)	2028	130.000.000
6	Adquisición de Equipos de medición portátil y herramientas	2028	1.500.000
7	Adquisición, instalación y puesta en servicio de un Sistema de infraestructura de Medición Avanzada (AMI) y un Sistema de Medición Remota (AMR); licencias e implementación, servidores y storage para un Meter Data Management (Gestión de Datos del Medidor), tanto para medidores inteligentes así como para otros tipos de medidores electrónicos (ambos tipos a ser adquiridos). Además de licencias e implementación, servidores y storage para la Gestión de los Colectores de Datos (MDC's). Se estima la implementación de 350.000 (trescientos cincuenta mil) medidores inteligentes (AMI). (Plurianual a 4 años de ejecución)	2028	111.750.933
8	Adquisición, instalación y puesta en servicio de Acometidas y puestos de medición para clientes en Baja Tensión	2028	30.000.000
9	Ejecución de trabajos de monitoreo, verificación y regularización de suministros en Baja Tensión (150 mil verificaciones) (Plurianual a 4 años de ejecución).	2028	52.500.000
10	Adquisición de equipos de Medición para Balance en Zonas de PDs, con software MDC. (Plurianual a 4 años de ejecución)	2028	10.000.000
11	Adquisición de Medidores para regularización de suministros	2028	4.800.000
TOTAL (USD)			359.350.933

Este plan aborda las pérdidas eléctricas desde varias perspectivas, combinando mejoras tecnológicas, medidas para combatir el fraude y el uso ineficiente de energía, junto con una gestión más eficiente y sostenible. La implementación de este plan permitirá a la empresa reducir de manera efectiva las pérdidas eléctricas a corto, mediano y largo plazo, logrando optimizar la eficiencia dentro de la empresa.

6. ANEXO - PLANIFICACIÓN DE INVERSIONES DE MEDIANO PLAZO 2025 - 2028.
PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN DISTRIBUCIÓN DE 23,4 % a 15 % - INVERSIONES DE MEDIANO PLAZO 2025 - 2028 (EN DOLARES AMERICANOS)

Ítem	Descripción	2025	2026	2027	2028	TOTAL USD
1	Adquisición de Equipos blindados para medición en Media Tensión (plurianual a 4 años)	3.300.000	3.300.000	3.300.000	3.300.000	13.200.000
2	Adquisición de Equipo de monitoreo portátil para medición y Balance de energía en Media Tensión (plurianual a 4 años)	300.000				300.000
3	Adquisición de programa para análisis de datos (analítica) y detección de anomalías en Media Tensión	3.300.000				3.300.000
4	Adquisición de módulo de Gestión de Campo (workforce) para OPENSGC	2.000.000				2.000.000
5	Construcción de Línea de Media y Baja Tensión para regularización de suministros (Plurianual a 4 años de ejecución)	21.600.000	43.400.000	43.400.000	21.600.000	130.000.000
6	Adquisición de Equipos de medición portátil y herramientas (Plurianual a 4 años de ejecución)	1.500.000				1.500.000
7	Adquisición, instalación y puesta en servicio de un Sistema de infraestructura de Medición Avanzada (AMI) y un Sistema de Medición Remota (AMR); licencias e implementación, servidores y storage para un Meter Data Management (Gestión de Datos del Medidor), tanto para medidores inteligentes, así como para otros tipos de medidores electrónicos (ambos tipos a ser adquiridos). Además de licencias e implementación, servidores y storage para la Gestión de los Colectores de Datos (MDC's). Se estima la implementación de 350.000 (trescientos cincuenta mil) medidores inteligentes (AMI).	34.613.196	28.495.237	30.427.278	18.215.222	111.750.933
8	Adquisición, instalación y puesta en servicio de Acometidas y puestos de medición para clientes en Baja Tensión	5.000.000	10.000.000	10.000.000	5.000.000	30.000.000
9	Ejecución de trabajos de monitoreo, verificación y regularización de suministros en Baja Tensión (150 mil verificaciones)	7.500.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	52.500.000
10	Adquisición de equipos de Medición para Balance en Zonas de PDs, con software MDC.	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	10.000.000
11	Adquisición de Medidores para regularización de suministros	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000	4.800.000
TOTALES POR AÑO (USD)		82.815.221	103.897.263	105.829.305	66.817.250	359.350.933

OBSERVACIÓN: La planificación y sostenibilidad del plan están fundamentadas en la presupuestación anual y plurianual de la ANDE, que forma parte del Presupuesto General de la Nación. En este contexto, se prevé que, en el año 2025, el plan cuente con una financiación de **42 %** equivalente a aproximadamente **USD 35 millones** provenientes de recursos propios genuinos de la ANDE, y el **58 %** complementando con fuentes de financiamiento provenientes de la emisión de bonos para el año 2025.

Por otro lado, la planificación plurianual del Presupuesto para el período 2026-2028 contempla financiar el 30% del plan con recursos propios genuinos y el 70 % mediante financiamiento externo, ya sea a través de la emisión de bonos o créditos públicos. Sin embargo, este porcentaje podría variar a medida que la ANDE implemente una metodología transparente para la fijación de sus tarifas eléctricas, actualmente en desarrollo en el marco de las medidas de reforma del SRS del FMI. Esta metodología deberá considerar criterios de eficiencia y financiamiento, así como las necesidades de inversión establecidas en el Plan Maestro de Inversiones de la empresa, del cual forma parte integral el presente Plan de Reducción de Pérdidas.