TRABAJO FINAL PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE:

MAESTRIA EN GERENCIA Y PRODUCTIVIDAD

Título

Sistema De Redes Eléctricas Antifraudes En Una Empresa Distribuidora De Energía Eléctrica

Sustentante

Carlos Manuel Sánchez Coronado

Matrícula

2015-2484

Asesor (a)

Dra. Sención R. Yvelice Zorob Avila

Distrito Nacional

Julio, 2017

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS

Primero quiero agradecer a mi Dios, por darme la vida y a la vez concederme la oportunidad de cursar y obtener cada uno de mis logros. Sin sus bendiciones nada de esto sería posible. Gracias mi Dios.

Este trabajo es dedicado a toda mi familia en especial a todos mis sobrinos, que para mí son parte de mi inspiración a seguir hacia adelante, para de una forma u otra esto le sirva en su desarrollo y de ejemplo en un futuro.

Gracias a mis padres, Corina Altagracia y José Amable (Papiro), sin el ejemplo de dedicación, honestidad, humildad, perseverancia, trabajo duro y sobre todo el amor incondicional brindado por ustedes hacia mí y ser los pilares que fundamentan mi vida. Sin ustedes nada de lo que hoy soy sería posible. Gracias de todo corazón mis viejos queridos, no tengo palabras con que agradecerles.

A cada uno de mis hermanos y demás familiares, por su apoyo incondicional y siempre estar a mi disposición en cada momento, a ustedes también es dedicado este logro.

Dedico esta meta a cada uno de mis compañeros de la maestría, a ese grupito selecto de buenos amigos como son; Hilario Montas, Sergio Ramírez, Carlos Perdomo, Nathaly Gómez, Bader Taveraz y en especial Edwin Gómez por ser mi compañero, amigo y hermano desde que iniciamos nuestra maestría. Gracias por ser todos ustedes parte de este logro y compartir junto conmigo su sincera amistad y compañerismo desde el primer día de clases. Gracias infinitas hermanos.

Por último, agradezco a UNAPEC y su cuerpo docente, gracias por permitirme ser parte de esta casa de estudios, y otorgarme el pan de la enseñanza para así optar por el título de Maestría en Gerencia y Productividad. A los Docentes, mi más sincero agradecimiento porque más que maestros han sabido ser guías en este camino, muy especialmente a los maestros Federico Santos e Yvelice Zorob Avila, gracias por los consejos y conocimientos brindados.

Ing. Carlos Manuel Sánchez Coronado.

RESUMEN

La reducción de las pérdidas de energía constituye uno de los principales retos que tiene el sector eléctrico en República Dominicana, esta investigación es acerca de la aplicación del sistema de redes eléctricas antifraudes en una empresa distribuidora de electricidad, esto con el fin de reducir a su mínima expresión las pérdidas comerciales o llamadas también pérdidas no técnicas. Los objetivos de esta investigación son: Analizar cuál será las medidas a desarrollar con el análisis técnico de reducción de perdida energía eléctrica en el circuito SPER-C01 de sabana perdida, ubicado en el municipio de Santo Domingo Norte. Analizar los niveles de pérdida del circuito SPER-C01. El método empleado para responder estos objetivo fue de la entrevista donde se entrevistó a los gerentes encargado de reducir las perdida en Edeeste, donde ambos coincidieron de que las mejores alternativa que tiene la empresa para reducir las pérdidas de energía en el circuito SPER-C01 es la aplicación del sistema de redes antifraudes donde la red de baja tensión está a la misma altura de la de media tensión así como instalación de medidores prepago donde el cliente podrá comprar mediante una tarjeta o recarga la energía eléctrica que necesita, con esta medida de los medidores prepago Edeeste reduciría los costos de medición de lectura. La implementación de esta propuesta seria más costoso que las redes de distribución convencionales pero a largo plazo será la más beneficiosa porque aseguraría la inversión de las redes y ayudaría de manera significativa a reducir las pérdidas de energía eléctrica de manera sostenible.

CONTENIDO

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS 2

RESUMEN 3

INTRODUCCIÓN 7

CAPÍTULO 1: LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD EN LAS ZONAS URBANAS 9

1.1. Origen y evolución de las redes de distribución de electricidad. 9

1.1.1. Sistemas de distribución de electricidad y los Diseños de América del Norte y Europa. ... 12

1.1.2. Origen del sector eléctrico nacional. 14

1.2. Las redes de distribución de electricidad, tipos de redes y las pérdidas de energía eléctrica. .. 17

Redes de Distribución. 17

Redes de distribución de electricidad Aéreas 17

Redes de Distribución de electricidad Subterráneas. 18

Redes de distribución de electricidad en zonas urbanas. 19

Redes de distribución de electricidad en zona rural 20

1.2.1. Las redes de distribución de electricidad y las pérdidas de energía eléctrica en américa latina. 21

Clasificación de las Pérdidas de energía. 23

1.2.2. Origen de las Pérdidas de Electricidad por países en América Latina y el Caribe. 26

1.3. Las pérdidas de energía eléctrica en la republica dominicana. 30

1.3.1. Diagnóstico y situación actual de las redes eléctricas en la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (Edeeste). 33

Filosofía Institucional. 35

Capitulo II: Redes Eléctricas Antifraudes ante el cambio del Circuito Eléctrico en Zona Urbana. 45

2.1. Condiciones previas de las Redes Eléctricas Antifraudes en el Circuito Eléctrico en Zona Urbana. 45

2.2. Fundamentos teóricos del sistema de Redes Eléctricas Antifraudes y sus componentes. 46

a) Contadores mecánicos 49

b) Contadores electrónicos 51

2.3. Operatividad del sistema de redes eléctricas antifraudes. 52

Capitulo III: Valoración del sistema de Redes Eléctricas Antifraudes en una zona Urbana. 57

3.1. Ejemplificación Del Sistema De Redes Eléctricas Antifraudes En Las Pérdidas De Energía Eléctricas En El Circuito Sper-C01 De Sabana Perdida En Edeeste. 57

3.2. Ventajas y desventajas del sistema de Redes Eléctricas Antifraudes en un circuito eléctrico de una zona urbana. 60

CONCLUSIONES 61

RECOMENDACIONES 62

BIBLIOGRAFÍA 63

ANEXOS 66

Anexo 1 66

Anexo 2 67

TABLA DE FIGURAS

Figura 1 Medidor Electromecánico y Medidor Digital 11
Figura 2 Pérdidas en el flujo del sistema eléctrico. 22
Figura 3 Taxonomía de pérdidas eléctricas 25
Figura 4 Pérdidas de electricidad en América Latina y el Caribe por país 28
Figura 5 Pérdidas de electricidad en América Latina y el Caribe por subregión 29
Figura 6 Las pérdidas se concentran principalmente en el sector de distribución 30
Figura 7 Zona De Concesión De Ede-Este. 34
Figura 8 En el cuadro se Clasificación de Circuitos de acuerdo a su nivel de Cobranza y Pérdidas. 41
Figura 9 Cuadro de la información general del circuito SPER-C01. 42
Figura 10 Cruceta doble en voladizo para media tensión. 46
Figura 11 Poste de concreto y acero pretensado 47
Figura 12 Conexión de un transformador de distribución conectado al sistema de redes eléctricas antifraudes. 47
Figura 13 Aislador rígido de porcelana tipo poste para 12.5kV; clase 57-1. 48
Figura 14 Instalación de acometida aérea en el sistema de redes eléctricas antifraudes. 48
Figura 15 Instalación de Luminaria con brazo de 6´ en el 49
Figura 16 Medidor mecánico 50
Figura 17 Medidor mecánico 50
Figura 18 Contador electrónico 51
Figura 19 Instalaciones de módulos medición en altura con acometidas aéreas 54
Figura 20 Instalación de acometidas en callejones. 54
Figura 21 Ubicación de la red de baja tensión en el Sistema de redes eléctricas antifraude. 55
Figura 22 Cuadro de la información general del circuito LM38-C01. (Portal de Circuitos, 2017) 58
Figura 2. Datos del circuito SPER-C01 después de ser aplicado el sistema de redes eléctricas antifraudes. 59

INTRODUCCIÓN

Desde hace más de 50 años el sistema eléctrico nacional ha venido sufriendo desaciertos por las altas pérdidas de energía y las condiciones de las redes eléctricas. Hoy en día, las condiciones del sistema se ha visto forzada a invertir en nuevas redes, para poder reducir las pérdidas no técnicas y brindar a los clientes una mejor calidad del servicio. En ese sentido, el sector eléctrico dominicano se ha visto forzado a tomar préstamos a instituciones internacionales, para poder invertir en nuevos proyectos para eficientizar el servicio eléctrico, lo que ha motivado esto a las distribuidoras de electricidad, en especial a la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, EDEESTE que ha tomado carta en el asunto para poder exhibir indicadores positivos en lo que es la calidad del servicio, reducción de pérdidas, reducción de horas de interrupciones, etc.

En la Gerencia de ingeniera y proyectos de Edeeste, se analizan los proyectos candidatos para invertir y ejecutar los nuevos proyectos, como es el caso en estudio en esta investigación, que es el circuito SPER-C01, de la subestación de sabana perdida, el cual es afectado en gran magnitud por las condiciones precarias de las redes y el rapto de la energía, este es un proyecto candidato para la inversión y construcción de nuevas redes.

La investigación de un sistema de redes eléctricas antifraudes en el circuito SPER-C01 surge de la necesidad de ir disminuyendo las perdidas eléctricas comerciales que ocasionan perdidas a la empresa distribuidora de electricidad del este (Edeeste), el objetivo es identificar la composición de las pérdidas en el ciruito SPER-C01 en el sector de sabana perdida, donde la empresa Ede-Este está perdiendo un 50.84% de la energía servida para poder trazar una estrategia desde la vista de reducción de perdida buscando además integrar a la comunidad en los trabajos con el objetivo de que sus líderes comunitario pueda llevar la información a las respectiva junta de vecino y moradores con el objetivo de mitigar futuro problema con los comunitarios y poder dar una rápida repuesta a los problemas que puedan surgir en el sector por los trabajos en las redes eléctricas, este estudio tiene los objetivos de:

- Realizar un análisis técnico de reducción de pérdida de energía eléctrica en el circuito SPER-C01 en el sector de sabana perdida.
- Analizar cuál será las medidas a desarrollar con el análisis técnico de reducción de pérdidas energía eléctrica en el circuito SPER-C01.
- Analizar los niveles de pérdidas en el circuito SPER-C01.
- Analizar las proyecciones de los indicadores de gestión después de ser implementado el sistema de redes eléctricas antifraudes.

A continuación le presentamos la estructura del trabajo:

Las redes de distribución de electricidad en las zonas urbanas

Este capítulo es acerca del origen de las redes de distribución de electricidad, diferencias entre los sistemas de distribución de américa del norte y Europa, el origen del sector eléctrico nacional, los tipos de redes de distribución de electricidad, las pérdidas de energía eléctrica en américa latina, las pérdidas de energía eléctrica en la república Dominicana y nos habla también sobre la situación actual de las redes eléctricas en Edeeste.

Redes Eléctricas Antifraudes ante el cambio del Circuito Eléctrico en Zona Urbana.

Este capítulo es acerca sobre las condiciones previas de las redes eléctricas antifraudes en el circuito eléctrico y para que quiero el sistema de redes eléctricas antifraudes

Valoración del sistema de redes eléctricas antifraudes en una zona urbana

Este capítulo es acerca de la reducción de pérdidas en el circuito SPER-C01, las ventajas y desventajas del sistema, además se habla de las entrevistas a los encargados de reducir las pérdidas en Edeeste.

CAPÍTULO 1: LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD EN LAS ZONAS URBANAS

1.1. Origen y evolución de las redes de distribución de electricidad.

Según expresa (INSTITUTE FOR ENERGY FOR RESEARCH, 2014);

> En 1882, Thomas Edison construyó el primer sistema de distribución de electricidad en los EE.UU. Este sistema llevó el poder de su Estación Pearl Street en el bajo Manhattan a unos pocos clientes en el área inmediata (dentro de una milla cuadrada). Dada la proximidad del generador a las personas que usan energía, distribuir la electricidad de Pearl Street fue una pequeña operación por ser la primera red de Estados Unidos, aunque Edison había abierto una planta similar ese mismo año en Londres, muchos de los componentes fueron inventadas. El trabajo relacionado con la electricidad de Edison motivó su mayor año de patentes, completaron 106 aplicaciones exitosas solo en el 1882.
>
> Cuando Edison encendió la energía, 52 bombillas en las oficinas del New York Times brillaron por primera vez. Impresionados por la hazaña de Edison, los escritores del Times describieron la nueva iluminación incandescente como "suave, suave y agradecida a los ojos… Sin una partícula de parpadeo para hacer que la cabeza duela". El diseño de Edison fue revolucionario en que por primera vez En la historia, el usuario de la energía fue separado de la fuente de energía (y de las molestias y de los peligros relacionados como el hollín, el humo, y la llama abierta). Al reemplazar la práctica de encender velas y lámparas, el sistema de distribución de Edison hizo la iluminación más limpia, más segura y más agradable.
>
> El glamour de la luz eléctrica de Edison disfrazó el enorme esfuerzo y los costos asociados con el desarrollo de la red de distribución. La pequeña área del bajo Manhattan, alimentada por Pearl Street, usó 100,000 pies de cableado subterráneo, y el costo total de establecer la estación y la red de distribución local fue de $ 300,000 (aproximadamente $ 6,8 millones en dólares de hoy). De hecho, Pearl Street no obtuvo beneficios hasta 1884.

Pearl Street inspiró a otros inventores a crear sistemas competidores. A finales de la década de 1880, los sistemas de distribución de Edison eran vulnerables a la competencia de una opción más flexible y asequible diseñada por Nikola Tesla, George Westinghouse y otros. Los sistemas de electricidad de Edison utilizaron corriente continua (C.C), más adelante C.C., mientras que Tesla y otros promovieron la adopción de sistemas de corriente alterna (CA), más adelante C.A, en competencia directa con Edison.

En la década de 1890, las muchas ventajas de AC le permitieron desplazar a C.C como el estándar para la distribución de electricidad. Por ejemplo, la tecnología de CA permitió a las compañías eléctricas utilizar la misma planta de energía para servir a las fábricas que exigían energía de alto voltaje, así como a los clientes residenciales que exigían energía de bajo voltaje. Cuando la estación de Pearl Street se cerró en 1895, había sido eclipsada por sistemas mucho más grandes y más eficientes, en sólo 13 años, los nuevos desarrollos en la industria eléctrica lo hicieron obsoleto.

Los sistemas de distribución de CC son increíblemente raros en los Estados Unidos hoy en día, pero todavía existen muchas aplicaciones para energía de CC. Por ejemplo, muchos dispositivos electrónicos como teléfonos móviles y computadoras funcionan con corriente continua (de ahí la necesidad de un adaptador de corriente alterna para convertir la energía de la toma a CC en su camino hacia el dispositivo). Las baterías también suministran CC, y muchos sistemas de tránsito funcionan en un tercer carril de corriente continua. Curiosamente, todavía existen pequeñas bolsas de redes de energía de CC en algunas ciudades, incluyendo San Francisco, pero estas áreas aún están vinculadas a la red de distribución de CA (a través de convertidores en los bordes del sistema de distribución de CC).

Hoy en día, los fundamentos del sistema de distribución de electricidad son similares a los primeros sistemas de CA diseñados por Tesla y Westinghouse. Después de que la electricidad se genera y se mueve a lo largo del sistema de transmisión de alta tensión, sale de la red de transmisión en las

subestaciones locales de distribución donde el voltaje se reduce o “disminuye” mediante equipos especiales llamados transformadores. Este proceso puede tomar electricidad de hasta 765.000 voltios y bajar a niveles inferiores a 50.000 voltios. La distinción entre líneas de transmisión y distribución no es una regla dura y rápida, pero, en general, las líneas de distribución tienden a tener voltajes inferiores a 50.000.

Una vez que la electricidad llega a su destino final, se ejecuta a través de un medidor para fines de facturación. Estos medidores han sido tradicionalmente dispositivos electromecánicos que miden la electricidad a medida que pasa a través, como el que se muestra a continuación. Históricamente, un empleado de la compañía de distribución (un llamado lector de contadores) vendría a leer cuánta energía se había utilizado durante el ciclo de facturación.

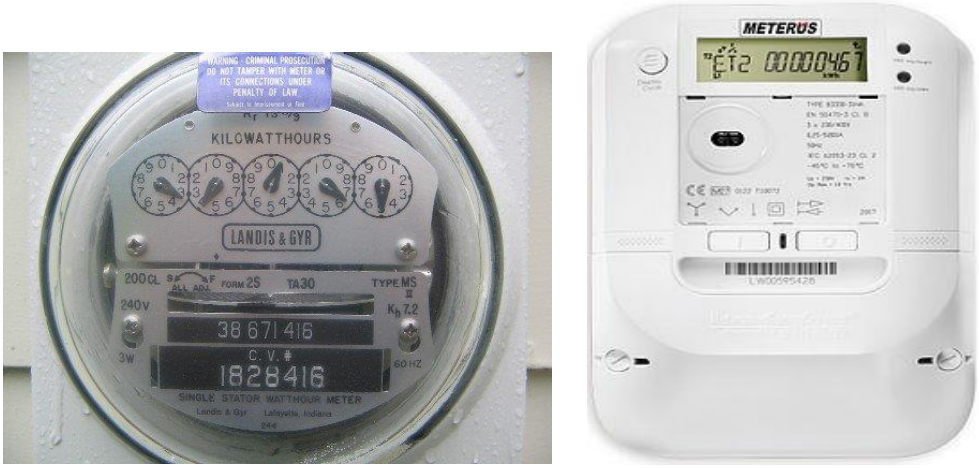


Figura 1 Medidor Electromecánico y Medidor Digital

(INSTITUTE FOR ENERGY FOR RESEARCH, 2014)

Hoy en día, los medidores suelen ser más de alta tecnología y pueden comunicarse con la compañía de distribución sin un lector de medidores que va a la molestia de comprobar cada medidor individualmente. Estas nuevas tecnologías se conocen comúnmente como "medidores inteligentes". Los medidores inteligentes utilizan los avances en la tecnología de la información para permitir que las distintas partes de la red eléctrica (generadores,

distribuidores y consumidores) se comuniquen de manera más efectiva y en tiempo real.

En forma colectiva, estas comunicaciones habilitadas por tecnología entre diferentes partes de la red se denominan "red inteligente". A medida que las compañías eléctricas convierten las funciones analógicas a las digitales, la red se está volviendo más inteligente y permitiendo nuevos tipos de comunicación. Por ejemplo, la red inteligente permite a los clientes con medidores inteligentes cambiar sus patrones de consumo (si así lo desean) reaccionando a los precios en tiempo real en el mercado mayorista de energía. También permite a las compañías eléctricas detectar mejor las anomalías o interrupciones de la red. Sin embargo, la sustitución de la infraestructura existente por una "más inteligente" es costosa y puede hacer que la red sea más susceptible a las amenazas de seguridad cibernética.

1.1.1. Sistemas de distribución de electricidad y los Diseños de América del Norte y Europa.

América del Norte y Europa son ejemplos de países que tienen sistemas de distribución eléctrica que han evolucionado para tener dos diseños principales diferentes. A pesar de sus diferencias, los dos diseños comparten similitudes que consisten en el mismo hardware, tales como: conductores, cables, descargadores, reguladores y transformadores. Además, ambos sistemas son similares en el sentido de que son radiales con capacidades de transporte de potencia similares. Cuando se compararon los dos diseños, sus principales diferencias fueron los diseños, las configuraciones y las aplicaciones en relación con el costo, la flexibilidad, la seguridad, la fiabilidad, la calidad de la energía, la estética y el robo.

El sistema de distribución de América del Norte tiende a tener un diseño primario más flexible que funciona bien para los sistemas rurales y áreas donde la carga se extiende, mientras que Europa tiene un diseño secundario más flexible que funciona mejor para los sistemas urbanos. Aunque el sistema de distribución de América del Norte por diseño es más seguro y más confiable, resultando en menos interrupciones

de los consumidores y accidentes, el sistema de distribución europeo es más caro, lo que permite una ventaja estética y una mejor calidad de energía.

Mientras que la red eléctrica es increíblemente confiable, hay épocas en que falla cuando sale el sistema de distribución. Una distinción clave que se debe extraer cuando se habla de interrupciones del suministro eléctrico es la diferencia entre los apagones que están relacionados con la transmisión en toda la región y los que están localizados (relacionados con la distribución). Los apagones que afectan regiones enteras son raros en los Estados Unidos, pero los sistemas de distribución se interrumpen mucho más a menudo. Esto puede ocurrir cuando las líneas aéreas entran en contacto con árboles, eventos climáticos extremos como el viento y el hielo dañan físicamente las líneas eléctricas o cuando la vida silvestre entra en contacto con ciertos componentes.

De acuerdo con el Annual Blackout Tracker registrado por Eaton Corporation, hubo 3.236 interrupciones de energía informadas en 2013 que sumaron más de 89 días de tiempo de interrupción. El apagón promedio duró 197 minutos, y la mayoría de ellos fueron el resultado de incidentes meteorológicos y árboles que caían. Con la tecnología digital, las empresas de servicios públicos están ahora mejor capacitadas para monitorear el estado de la red en tiempo real, corregir problemas rápidamente y evitar interrupciones al restringir la energía.

Tienen transformadores más grandes. Estos incrementos dan lugar a más clientes por transformador, debido a que la mayoría de los transformadores europeos son trifásicos y del orden de 300 a 1000 kVA. Esto es mucho mayor que las típicas unidades monofásicas de 25 ó 50 kVA de Norteamérica. Las tensiones secundarias han influido en muchas de las diferencias en los sistemas de distribución. Por ejemplo, Norteamérica ha estandarizado en un sistema secundario 120/240-V que tiene restricciones de caída de tensión en la medida en que las empresas de servicios públicos pueden ejecutar secundarias (que normalmente no es más de 250 pies).

En los diseños europeos, los voltajes secundarios más altos permiten que los secundarios se estiren a casi 1 milla, y tienen una tensión secundaria estándar de 220,

230 o 240 V. El voltaje europeo es el doble del tamaño de la norma norteamericana. Aunque los diseños de sistemas de distribución norteamericanos y europeos tienen sus ventajas y desventajas, ambos son ejemplos de sistemas exitosos que permiten suministrar electricidad a demanda del cliente.

1.1.2. Origen del sector eléctrico nacional.

Según (LISTIN DIARIO, 2014) expresa:

> La historia de la electricidad en República Dominicana se remonta a más de un siglo, matizada por un desarrollo pendular entre inversiones y propiedades públicas y privadas. Se registran tres momentos en que el sector eléctrico ha fluctuado entre la propiedad privada y la pública pasando por esquemas mixtos con una participación privada mayor que la pública hasta llegar al esquema actual de una participación pública mayor que la privada.
>
> Cabe señalar que los esquemas de administración y propiedad experimentados, las decisiones gubernamentales (sector público) han sido responsables directos de los cambios suscitados.
>
> El origen del sistema eléctrico dominicano se remonta al año 1894 cuando se iniciaron los aprestos para la instalación del primer generador eléctrico en el país.
>
> Para tales fines, fue suscrito un contrato entre el señor Emilio C. Joubert, quien luego fue embajador dominicano en Estados Unidos y la Edison Spanish Colonial Light Company incorporada en Nueva York dos años antes y que controlaba las patentes de alumbrado eléctrico del inventor Tomas Alva Edison para Cuba, Puerto Rico, República Dominicana y otras colonias españolas.
>
> Fue un 5 de enero de 1896 que bajo la canción “Viva el progreso” compuesta y tocada por José Reyes en la plaza Colón quedó inaugurado a orillas del rio Ozama el primer generador eléctrico que proporcionaría electricidad a parte de Santo Domingo.

La impresión que produjo a la poeta Salomé Ureña le llevó a escribir el 10 de enero de 1896 en una carta a su hijo Francisco Noel, entonces residiendo con su padre en Cabo Haitiano: “!Tenemos luz eléctrica! La primera noche funcionó bien pero la segunda, a los diez minutos quedó todo a oscuras.

A la noche siguiente continuó funcionando y sigue con regularidad. Camila dice que es la luna” (Henríquez Ureña, 1994: p.228).”

El historiador Franklin Franco al reseñar los apuntes del también historiador Manuel de Jesús Mañón Arredondo sobre la llegada del alumbrado eléctrico al país en su obra “Crónicas de la ciudad primada: apuntes históricos de la muy noble y lustrosa ciudad de Santo Domingo primada de Indias” nos dice que: “el costo del montaje de esa planta, que sólo ofrecía servicio a una reducida zona de la entonces muy pequeña ciudad capital, ascendió a US$ 24,000, suma grandiosa para la época, y cuyo aporte de energía sería para 50 lámparas de arco de 120 bujías; 320 lámparas incandescentes de 25 bujías y 300 lámparas de 16 bujías cada una.

Las primeras se utilizarían para alumbrar algunas vías y las otras para el servicio doméstico, dependencias del gobierno y para el comercio. El combustible que usaba dicha planta en principio era carbón de piedra y consumía doce toneladas y media todos los meses”.

En las primeras dos décadas y media del siglo XX el servicio de electricidad se había expandido de forma vertiginosa como resultado de iniciativas privadas que de manera puntual instalaban generadores y redes de distribución eléctrica en coordinación con las municipalidades.

La firma del contrato con los señores J.J.Moore y Arthur Lithgow a través de la Compañía Anónima Dominicana de Luz y Fuerza Motriz potencializó la rápida expansión de la electricidad.

De esa manera fue que poblaciones de Santiago, La Vega, Puerto Plata, La Romana y San Juan de la Maguana pudieron tener acceso.

En 1928 el presidente Horacio Vásquez emitió un decreto donde permitía que la empresa Stone & Amp; Western creara la Compañía Eléctrica de Santo Domingo, que instaló plantas eléctricas, redes de transmisión y distribución, dando inicio al proceso de interconexión del sistema eléctrico nacional.

El decreto número 964 permitió instalar la primera línea de transmisión interprovincial que conectó Santo Domingo con San Pedro de Macorís.

Por razones personales, en el año 1952, Trujillo solicitó al Congreso Nacional la revisión del contrato de concesión suscrito por la Compañía Eléctrica de Santo Domingo y el gobierno dominicano. La revisión y posterior rescisión de dicho contrato fue bajo el alegato de ajustarlo “a los mejores intereses del pueblo”. En diciembre del 1954 se aprobó la ley 4018 que declaró de alto interés nacional la adquisición por parte del Estado de la compañía eléctrica; y en enero del 1955 se produjo el primer punto de inflexión del sector eléctrico al traspasar la propiedad privada al sector público. La ley 4023 del 11 de enero facultó la Comisión de Fomento para la Adquisición de Empresas de Servicio Público a emitir bonos por RD$15,000,000, y 5 días después, el 16 de enero, el gobierno dominicano compró por RD$13,200,000 la empresa privada que pasó a llamarse Corporación Dominicana de Electricidad (CDE).

Meses después, como conmemoración del 25 aniversario de la “era de Trujillo”, el dictador emitió el decreto 792 cuyo objetivo fue masificar el acceso a la electricidad estableciendo una tarifa fija y una factura mensual mínima para permitir que cualquier familia pudiese disfrutar del servicio eléctrico; al mismo tiempo que exoneraba del pago mensual a muchos.

Durante los 60 años transcurridos desde la instalación de la primera planta eléctrica hasta enero del 1955, el servicio eléctrico era visto como un negocio, situación que permitía la sostenibilidad financiera y el servicio continuo. En ese periodo las redes se expandieron a 16 provincias y la satisfacción del servicio estuvo acorde a las exigencias de un régimen dictatorial que difícilmente hubiese permitido un servicio eléctrico deficiente en manos privadas.

1.2. Las redes de distribución de electricidad, tipos de redes y las pérdidas de energía eléctrica.

Redes de Distribución.

Las redes de distribución electricidad, obtienen energía a través de su conexión o conexiones con la red de transporte mediante subestaciones de alta tensión a media tensión permitiendo suministrar la energía a los consumidores finales a través de centros de transformación de media tensión a baja tensión. Las redes de distribución presentan límites físicos en las líneas debido a que no pueden sobrepasarse la corriente máxima que admiten los conductores, si la demanda crece es necesario reforzar y/o ampliar.

El objetivo principal de las redes de distribución es maximizar la calidad del suministro de un perfil de tensiones adecuados y de unas pérdidas de energía mínima, para lograr este objetivo se basa en dos procedimientos principales: la reconfiguración de la red que son las maniobras de apertura y cierre de interruptores que cambian la topología de la misma y la compensación de potencia reactiva que consiste en la inyección de potencia reactivas en determinados nudos de la red, las mismas que contribuyen a la reducción de las pérdidas de energía y al mantenimiento del nivel de tensión en los nudos de consumo.

De acuerdo a su utilización física y ética existen dos tipos de redes de distribución de electricidad, las cuales son, las redes de distribución de electricidad aéreas y las redes de distribución subterráneas o soterradas.

Redes de distribución de electricidad Aéreas

Al respecto (LINERO, 2012) afirma que;

> En este tipo de redes el conductor va soportado sobre aisladores instalados en crucetas que a su vez se encuentran en postes. En las redes aéreas también podemos encontrar el uso de torres o torrecillas que no llevan crucetas. Los conductores usados en su mayoría son desnudos y los materiales de la estructura van de acuerdo al nivel y tipo de contaminación de la zona.

Estas redes son las que encontramos normalmente en los sistemas de distribución del país. La principal razón para el uso de este tipo de redes es el costo inicial de su construcción, pero también cuenta con otras ventajas sobre las redes subterráneas. Algunas son:

a. Son las más comunes y por lo tanto trabaja con materiales de fácil consecución.
b. Costo inicial de construcción más bajo.
c. Tiempos de construcción más bajos.
d. Fácil mantenimiento.
e. Fácil localización de fallas.
f. Los tiempos en la reparación de daños es menor

También debemos tener en cuenta las desventajas que tiene este tipo de construcción respecto a las redes subterráneas, que en su mayoría se refieren a mantenimiento y seguridad. Algunas de estas son:

a. Se encuentran a la vista, esto le quita estética a las ciudades.
b. Ofrecen menor confiabilidad debido a las diferentes situaciones a las que están expuestas.
c. Menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes).
d. Requieren de mayores planes de mantenimiento preventivo para evitar fallas y cortes de energía.
e. Están expuestas y son de fácil acceso para el vandalismo.

Redes de Distribución de electricidad Subterráneas.

Al respecto (LINERO, 2012) afirma que;

Este tipo de redes consiste en instalar los conductores eléctricos debajo de las calles, ocultos a la vista, ya sea directamente o por medio de tuberías o ductos. Los conductores utilizados son aislados de acuerdo al voltaje de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras.

Este tipo de redes es utilizado principalmente en ciudades donde por razones de urbanismo, estética, o condiciones de seguridad no es aconsejable o no se puede utilizar el sistema aéreo. Adicionalmente, las redes de distribución eléctrica subterránea presentan ciertas ventajas para la labor del mantenimiento y calidad del servicio en cuanto a continuidad. Algunas de estas son:

a. La mayor parte de los daños que se presentan en redes aéreas no afectan a las redes subterráneas.
b. No interfieren con el aspecto de las ciudades, pues no están a la vista.
c. Son mucho más seguras porque no están expuestas a aves ni a humanos.
d. No están expuestas a vandalismo.
e. Se evitan realizar algunos planes de mantenimiento preventivo como poda y lavado.

Este tipo de redes también presenta unas desventajas en comparación con las redes aéreas. Algunas de estas son:

a. La inversión inicial es mucho mayor.
b. Se dificulta la localización de daños o causas de falla.
c. El mantenimiento es más complicado y reparaciones más demoradas.
d. Están expuestas a la humedad y a la acción de roedores si no se tienen las precauciones adecuadas en su construcción y/o mantenimiento.

Según su ubicación geográfica y la densidad poblacional, existen dos tipos de redes de distribución de electricidad, las redes de distribución de electricidad en zonas urbanas y las redes de distribución de electricidad en zona rural.

Redes de distribución de electricidad en zonas urbanas.

Al respecto (LINERO, 2012) afirma que;

Son las redes de distribución ubicadas dentro de las ciudades y/o en el sector urbano de los municipios. Las principales características delas redes de distribución urbana son las siguientes:

a. Usuarios muy concentrados.
b. Cargas monofásicas y trifásicas.
c. En general se usan postes de concreto.
d. Es necesario coordinar los trazados de la red eléctrica con las redes telefónicas, redes de acueducto, alcantarillados y otras redes, igualmente tener en cuenta los parámetros de las edificaciones.
e. Mayor densidad de clientes industriales y comerciales.
f. La separación entre apoyos de media y baja tensión es de máximo 50m.
g. En caso de mantenimientos preventivos se procura realizar trabajos en tensión para no realizar cortes del servicio.

Redes de distribución de electricidad en zona rural.

Al respecto (LINERO, 2012) afirma que;

Estas redes son las encargadas de llevar el servicio de energía eléctrica a zonas dispersas de los municipios. Las áreas rurales no cuentan con calles y no están organizados por manzanas. Por lo general se encuentran en zonas dedicadas a la agricultura y la ganadería. Las principales características de las redes de distribución rural son las siguientes:

a. Usuarios dispersos.
b. Principalmente cuenta con usuarios residenciales.
c. Poca demanda de energía.
d. Promedio de distancias entre apoyos es mayor a 50m.
e. Dificultad para acceder a algunos tramos de las redes.
f. Presencia de fallas en los circuitos debido al contacto de las redes con las ramas de los árboles.

1.2.1. Las redes de distribución de electricidad y las pérdidas de energía eléctrica en américa latina.

Siguiendo a (Banco Interamericano de Desarrollo, 2014) nos dice:

> Las pérdidas de energía que ocurren a lo largo de la cadena del sistema eléctrico representan una medida clave de su eficiencia. En términos generales estas pérdidas dan cuenta de la diferencia entre la electricidad disponible para consumo final y la energía facturada a los usuarios finales. Las pérdidas en el transporte de la electricidad constituyen una medida de la eficiencia técnica del sistema, mientras que las vinculadas a factores no técnicos reflejan la eficiencia operativa de las empresas de suministro eléctrico.
>
> Dado que las definiciones y el monitoreo de las pérdidas pueden variar de país a país, la Figura 2 presenta un diagrama simplificado del sistema eléctrico, útil para establecer nuestra discusión. Si bien el presente reporte no aborda las pérdidas registradas durante la transformación de la energía, es conveniente iniciar con el subsector de la generación. En esta etapa se consideran 'insumos' los diversos tipos de combustible utilizados en el proceso de generación de electricidad. A nivel agregado, las pérdidas durante la transformación representan alrededor de dos tercios (2/3) del insumo total (Agencia Internacional de Energía, 2012). Es importante destacar, sin embargo, que el nivel de eficiencia varía en función del tamaño de la planta, su antigüedad y su factor de carga, y que a nivel de país, la eficiencia depende en gran medida de las tecnologías que conforman la matriz de generación eléctrica. La hidrogeneración, por ejemplo, pierde alrededor de una octava parte de su insumo total.
>
> Una vez generada, la electricidad ingresa a los sistemas de transmisión, usualmente compuestos de redes de alta y media tensión (100 KV). Las pérdidas de electricidad en la transmisión responden principalmente a factores técnicos, eventos climatológicos y condiciones geográficas específicas. Por otro lado, la distribución de la electricidad hacia los usuarios finales está sujeta

además a pérdidas de tipo no-técnico. Esto se debe a que la distribución (y/o comercialización) incluye, además del transporte de energía eléctrica, varias actividades como la conexión, medición y el cobro por el servicio (la siguiente sección presenta una clasificación completa de las pérdidas de electricidad).

Es importante tener en cuenta que la medición de pérdidas en cada subsector del sistema eléctrico generación, transmisión y distribución, no es siempre posible. Incluso en los casos en que las actividades de transmisión están claramente delegadas a empresas específicas con unidades independientes, los subsectores de generación y/o distribución pueden también participar en la transmisión de electricidad. Así sucede, por ejemplo, en Chile y Perú, donde los reportes sobre la transmisión eléctrica incluyen líneas de electricidad que son propiedad de los subsectores de generación y distribución. Por otro lado, la definición de líneas de transmisión varía entre países, y esto dificulta la realización de comparaciones de pérdidas entre sistemas. Por ejemplo, en su clasificación de transmisión, Bolivia, Paraguay y Nicaragua incluyen también líneas de voltaje inferior a 110 KV sujetas a mayores pérdidas técnicas que las líneas de mayor voltaje

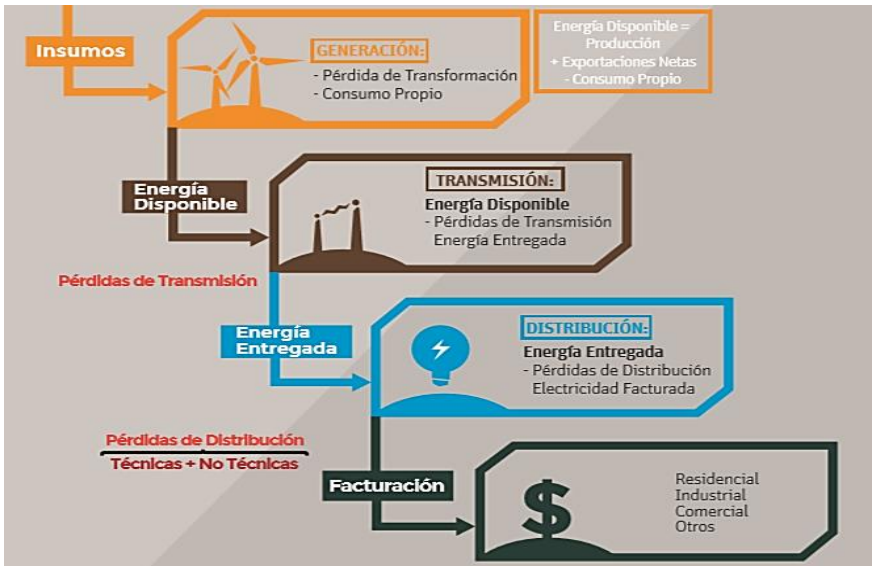


Figura 2 Pérdidas en el flujo del sistema eléctrico.

(Banco Interamericano de Desarrollo, 2014)

Clasificación de las Pérdidas de energía.

(Banco Interamericano de Desarrollo, 2014), nos define:

> En los sistemas de energía eléctrica se registran dos categorías generales de pérdidas.
>
> a) El primer tipo refiere a las pérdidas técnicas, que ocurren en las líneas de transmisión y distribución, y se divide en fijas y variables.
> b) El segundo tipo se refiere a las pérdidas no técnicas o comerciables.
>
> Tipo1: Pérdidas técnicas fijas y variables.
>
> Las pérdidas técnicas fijas son causadas por deficiencias físicas, tales como la histéresis, pérdidas en el núcleo de los transformadores y el efecto corona en las líneas de transmisión. Estas pérdidas son proporcionales al voltaje e independientes del flujo de electricidad. Debido a que el voltaje varía relativamente poco respecto de su valor nominal, estas pérdidas son tratadas como una constante que depende principalmente de la calidad de la línea. Estos tipos de pérdidas representan entre 20% y 40% del total de las pérdidas técnicas.
>
> Pérdidas técnicas variables.
>
> Son causadas por el flujo de corriente en las líneas, cables y transformadores de la red. Se trata de pérdidas relacionadas con el transporte de la energía y son proporcionales a la resistencia de los conductores y a la electricidad transportada por dichos conductores. Ceteris paribus, el balance neto entre pérdidas técnicas fijas y variables es que las líneas de mayor voltaje tienden a producir pérdidas menores.
>
> Los medidores de electricidad son otra fuente de pérdidas. Como cualquier otro componente de la infraestructura de un sistema de suministro eléctrico, los medidores se encuentran sujetos a mal funcionamiento e

ineficiencias. Como referencia, en Gran Bretaña estas pérdidas representan 3% del total de las pérdidas técnicas (Ofgem, 2009).

En este sentido, las pérdidas técnicas son inherentes al transporte de la electricidad, y se asocian de manera significativa a las características de la infraestructura de los sistemas de energía. Es por eso que las reducciones en este tipo de pérdidas se consideran ganancias de eficiencia energética en las actividades de transmisión y distribución.

A partir de estas definiciones se derivan dos implicancias importantes. En primer lugar, dado que el principal componente de las pérdidas técnicas variables es el flujo de corriente, el volumen de pérdidas depende de los niveles de carga. Es decir, las pérdidas aumentan con la carga y varían de modo estacional, por lo que la gestión de demanda juega un rol importante en su control. En segundo lugar, tanto la distancia desde el punto de generación como las características demográficas del mercado final determinan parcialmente los niveles de pérdidas y el costo del suministro. Es decir, se espera que zonas rurales con baja densidad poblacional registren un nivel de pérdidas mayor que las zonas urbanas.

Los niveles esperados de pérdidas técnicas dependen de factores interrelacionados dentro de la estructura del sistema (voltaje de la línea eléctrica, cargas, entre otros.). Los estándares internacionales, generalmente tienen referencia de países desarrollados de altos ingresos, donde las pérdidas son esencialmente de tipo técnico (en contraste con las pérdidas no-técnicas) y donde la existencia de sistemas de infraestructura y monitoreo adecuados permiten minimizar dichas pérdidas. En este sentido cabe tener en cuenta que el ratio de pérdidas en los países de altos ingresos de la OCDE ha fluctuado, en promedio, entre 6% y 8% durante las últimas tres décadas (véase figura 3).

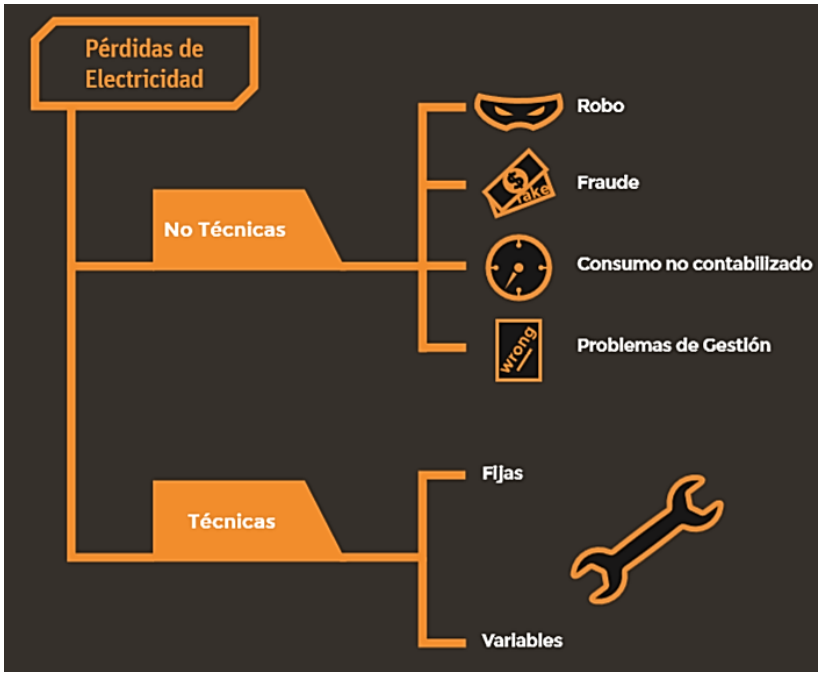


Figura 3 Taxonomía de pérdidas eléctricas

. (Banco Interamericano de Desarrollo, 2014)

Tipo 2: pérdidas no técnicas o comerciales y sus fuentes:

El segundo tipo son las pérdidas no-técnicas, que se refieren a la electricidad entregada pero no pagada por los usuarios, situación que se traduce en pérdidas financieras directas para el proveedor de energía. Este tipo de pérdidas es causado por factores externos (climatológicos o económicos) a los sistemas eléctricos, pero relativos a la gestión de las empresas de energía y factores institucionales del sector. Según el tipo de fuente, estas pérdidas pueden ser atribuidas a:

- ✓ Robo, se refiere a la energía apropiada ilegalmente por usuarios sin conexión formal a la red y definidas como conexiones ilegales.
- ✓ Fraude, se refiere a la modificación de los equipos de medición, de parte de los usuarios, a fin de registrar niveles de consumo eléctrico más bajos que los reales.
- ✓ Electricidad no contabilizada, incluye electricidad para el alumbrado de las calles y las señales de tráfico (Ofgem, 2009). Adicionalmente, en la región

hay casos en los que se proporcionan servicio de electricidad a zonas de bajos ingresos o asentamientos informales, sin medición del consumo a nivel de hogar.5

- ✓ Problemas de gestión, incluyen errores en la contabilidad y un mantenimiento deficiente de los registros de clientes.

Desde la perspectiva de una empresa eléctrica, las pérdidas no-técnicas se denominan frecuentemente pérdidas comerciales, dado que la adecuada medición y facturación de la electricidad es parte integral de la gestión comercial (Banco Mundial, 2009). Es pertinente señalar, además, que las fuentes de pérdidas mencionadas evidencian el grado de imposibilidad de las empresas para medir la electricidad suministrada a los usuarios finales. Es decir, las empresas tienen que perder ingresos por el consumo de electricidad que no pueden identificar. Sin embargo, existen casos en los que el no-pago (electricidad facturada pero no pagada) se registra también como pérdida. Es decir, aunque el consumo se mide y se factura correctamente, se le considera como pérdida debido a la baja capacidad de cobro de la empresa.

1.2.2. Origen de las Pérdidas de Electricidad por países en América Latina y el Caribe.

En este mismo sentido (Banco Interamericano de Desarrollo, 2014), nos dice que:

De la sección previa se desprende que América Latina y el Caribe, más adelante (ALC), ha tenido poca variación en sus elevados niveles de pérdidas de electricidad durante la última década. Esta sección ofrece una perspectiva más detallada de las diferencias intrarregionales en pérdidas eléctricas en 26 países de la región. La conclusión principal es que la pérdida de electricidad es un problema generalizado que afecta a casi todos ellos, y representó costos financieros para el sector eléctrico de entre US$11 mil millones y US$17 mil millones en 2012.

La Figura 4 muestra las pérdidas anuales de electricidad como porcentaje del total de energía eléctrica producida en cada uno de los 26 países analizados. Se muestra una variación significativa entre ellos: de 6% en el caso de Trinidad y Tobago, a 56% en Haití. De acuerdo a estas estimaciones, solo seis de los 26 países no presentan un problema de pérdidas. El punto de corte para esos seis países es Costa Rica, cuyo ratio de pérdida está en torno a 10%. Los otros 20 países de la región muestran pérdidas por encima de la referencia internacional (8%) y de nuestro punto de referencia (10%). Además, casi la mitad de los 26 países presentan pérdidas iguales o superiores a 17% de la producción total de electricidad.

Estas cifras sugieren que las medidas orientadas a reducir las pérdidas de electricidad tendrían impactos económicos positivos en ALC, y en particular en la industria eléctrica. Sin embargo, cabe enfatizar que no siempre es factible reducir los niveles de pérdidas más a allá de un nivel mínimo. Específicamente, incluso cuando es deseable y tecnológicamente posible reducir las pérdidas a 0% no resulta económicamente viable en general. ALC evidentemente no se encuentra aún próximo a este nivel mínimo (como puede ser el caso de países de altos ingresos). Esto da lugar, no obstante, a la discusión acerca de los niveles de eficiencia deseados en el sector eléctrico teniendo en cuenta sus impactos ambientales.

Las consideraciones ambientales podrían afectar sustancialmente los niveles “aceptables” de las pérdidas de electricidad y la forma en que se valoran. Por ejemplo, con el objeto de reducir emisiones de gases contaminantes, la Unión Europea está implementando una regulación ambiental específica el uso de transformadores más eficientes en la transmisión y distribución de electricidad en el sector industrial; conllevando a su vez incrementos en los costos de inversión y mantenimiento para las empresas del sector

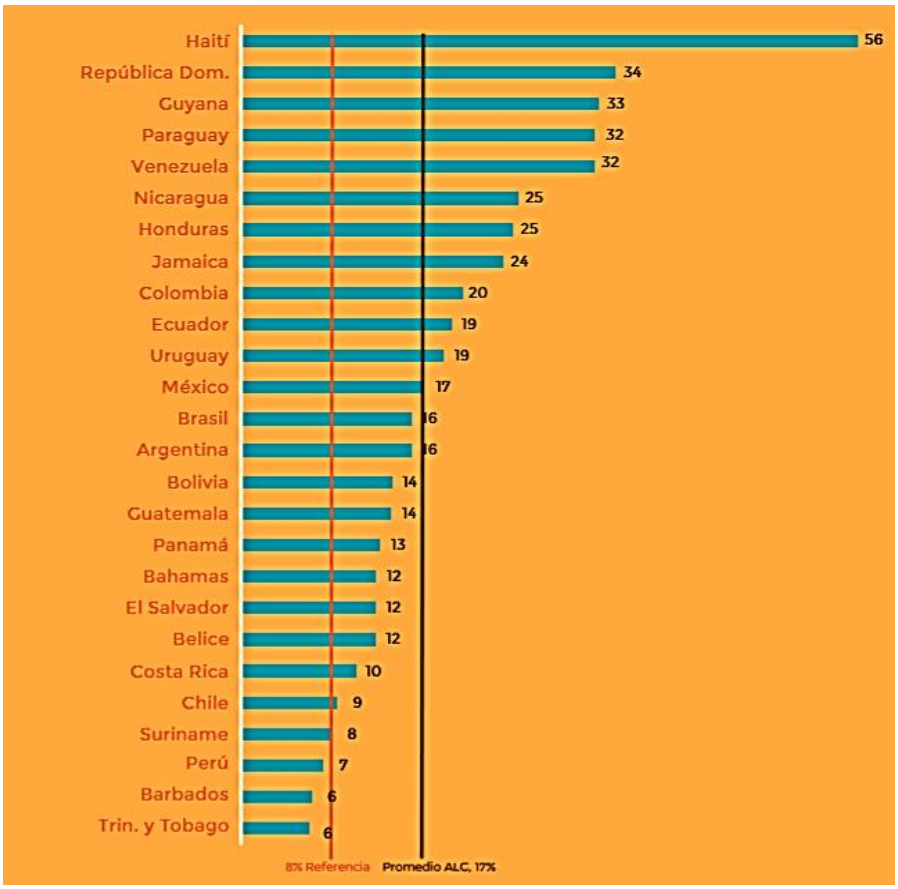


Figura 4 Pérdidas de electricidad en América Latina y el Caribe por país

(Como porcentaje de la producción total de energía eléctrica; promedio de la información disponible de los últimos cinco años)
(Banco Interamericano de Desarrollo, 2014)

Las pérdidas de electricidad son un problema importante en todas las subregiones de ALC, con una tasa promedio de pérdidas por subregión que varía entre 17% y 19%. La Figura 5 presenta los países más (y menos) afectados, por subregiones. En la subregión Andina (CAN), Venezuela presenta el ratio más elevado; 32 por ciento, lo que se traduce después de descontar el 10% de referencia– en 30 TWh o el equivalente a dos tercios de la producción neta de la electricidad generada a partir de combustibles fósiles en ese país. República Dominicana, al tope de la lista de países de América Central (CID), registra pérdidas que representan la mitad de su electricidad generada con petróleo. Las pérdidas en Guyana y Paraguay superan el 30%, una cifra igualmente preocupante en el contexto de las regiones del Caribe y el Cono Sur, respectivamente.

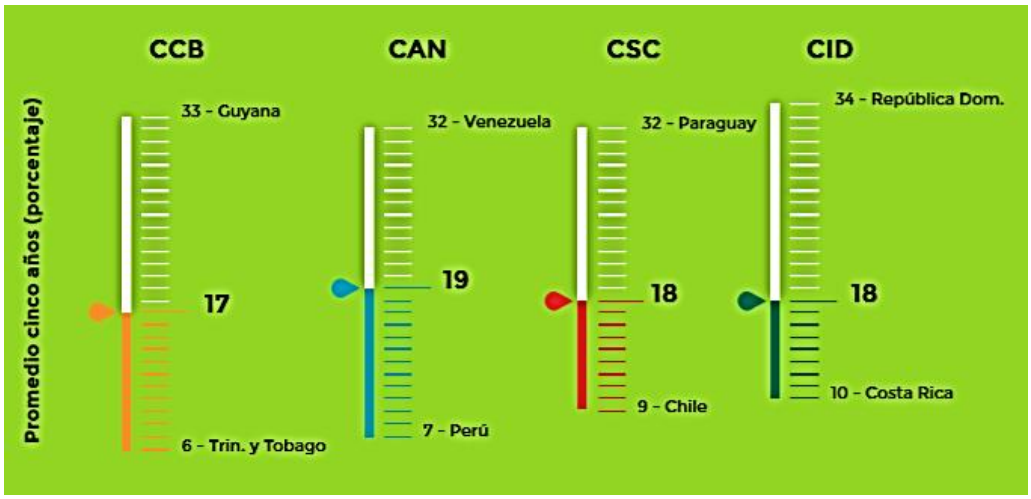


Figura 5 Pérdidas de electricidad en América Latina y el Caribe por subregión

(Como porcentaje de la producción total, promedio disponible de los últimos cinco años). (Banco Interamericano de Desarrollo, 2014).

Por subsector, las pérdidas se concentran principalmente en la distribución. Estas pérdidas explican alrededor de 80% del total registrado en los 15 países de ALC con información disponible. Las pérdidas de transmisión, por otro lado, son relativamente bajas, y van desde 1.6% en Bolivia a 3.7% en Honduras. La excepción es Paraguay, donde 8% de las pérdidas ocurren en la transmisión.

En el caso de Paraguay destacan serias deficiencias relacionadas principalmente con la capacidad de transmisión desde las fuentes de generación hacia los centros de consumo. El aumento de la demanda, las sobrecargas estacionales y las registradas durante las horas pico han agravado las fallas en este sistema. En colaboración con otras fuentes de financiamiento internacional, el BID apoya el Programa Multifase de Transmisión de Energía para mejorar las líneas de transmisión y subestaciones, incluyendo la instalación de la primera línea de alta tensión de 500 KV.

Como se muestra en la Figura 6, la mayor parte de la electricidad se pierde en el sistema de distribución, debido potencialmente a factores no técnicos. En este sentido, las reducciones en las pérdidas de electricidad

significarían una redistribución de los beneficios entre los usuarios finales y las empresas de electricidad.

En contraste, las pérdidas técnicas en la distribución se concentran principalmente en zonas rurales, y representan un desafío para las empresas que prestan servicios en zonas de baja densidad poblacional.

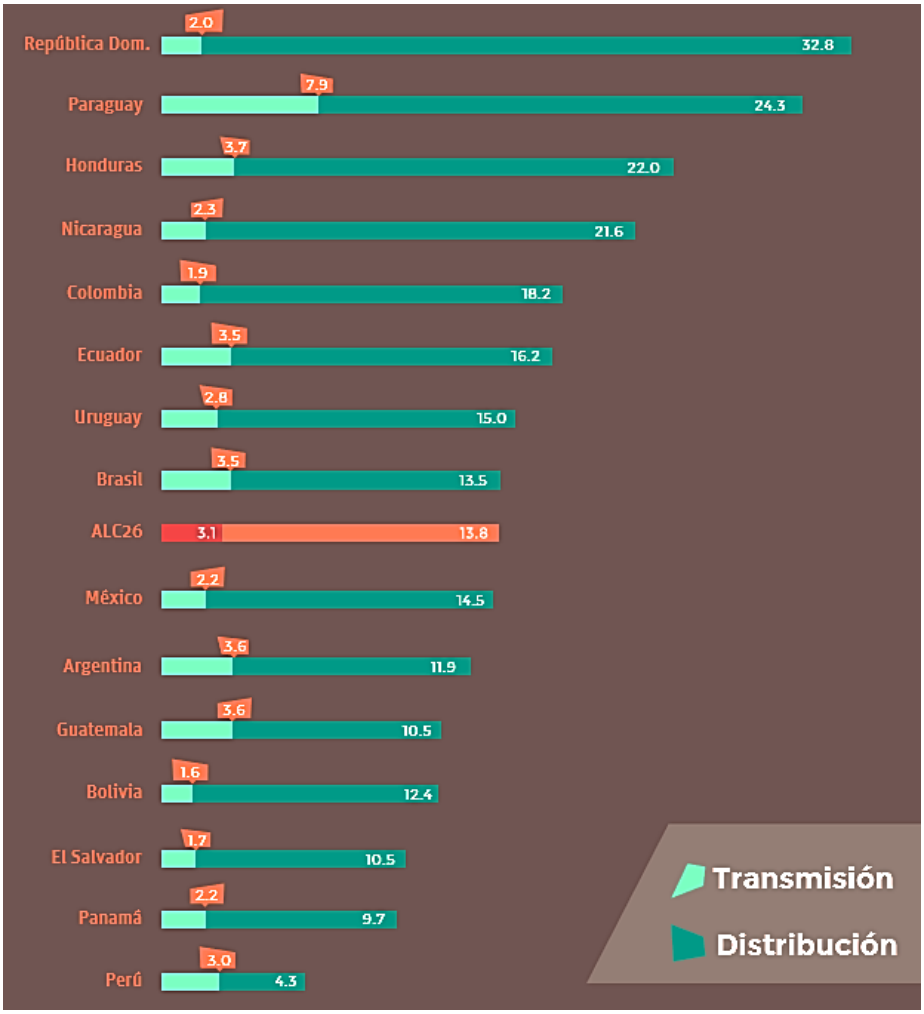


Figura 6 Las pérdidas se concentran principalmente en el sector de distribución

(En porcentaje, promedio disponible de los últimos cinco años). (Banco Interamericano de Desarrollo, 2014)

1.3. Las pérdidas de energía eléctrica en la republica dominicana.

Según (Asociacion Dominicana de la Industria electrica., 2014) nos dice que;

En la lógica más elemental de cualquier negocio, las pérdidas se producen cuando los ingresos son menores que los egresos. Con el negocio de la electricidad sucede exactamente lo mismo; los ingresos de las empresas distribuidoras (EDEs) son menores al valor total de la energía consumida por los usuarios. Esto se debe a que un alto porcentaje de la energía consumida no es facturada y por tanto no se refleja en los ingresos.

Las pérdidas eléctricas se clasifican en técnicas y no técnicas. Las primeras están vinculadas con la energía que se pierde en el proceso de transformación, medición y transporte de la electricidad a través del uso de materiales y equipos. Desde el punto de vista de las leyes físicas es imposible reducirla a cero por ciento las pérdidas técnicas. En el caso de las segundas, las pérdidas no técnicas, estás tienen su origen en ineficiencias de carácter administrativo, comercial y en el uso indebido o robo de la electricidad.

En términos reales es posible reducirlas a su mínima expresión si se logra cobrar toda la energía que se consume.

El Informe de Desempeño de la CDEEE de febrero del 2014 señala, que del total de la energía servida por las tres (3) distribuidoras de electricidad se pierde en promedio el 33%, de la siguiente manera, Edenorte pierde el 34.3%, Edesur el 29.2% y Edeeste el 36.1%. De este porcentaje de energía perdida, las razones técnicas son mucho menores que las no técnicas en términos porcentuales.

Si comparamos las cifras oficiales de pérdida de energía (33%) con las ofrecidas en el Informe de Indicadores de Desarrollo Mundial 2014 (World Development Indicators) del Banco Mundial nos daremos cuenta que la República Dominicana ocupa el cuarto lugar entre los países que más perdida de energía tienen de 147 países evaluados.

Sólo Botswana (56%), El Congo (46%) y Haití (55%) nos superan en ese renglón.

De acuerdo a dicho estudio, los países de bajos ingresos tienen un promedio de pérdidas de energía de 15% y los países de ingreso medio en cuya categoría fue clasificada República Dominicana tienen un promedio de pérdidas de 9%. Es decir, que para alcanzar el valor promedio de nuestra categoría como país, tendríamos que reducir 24 puntos porcentuales respecto al estado actual.

Según cifras oficiales, a diciembre del 2013 las empresas distribuidoras compraron energía por un monto de US$1,971.4 millones de dólares y de esa energía lograron facturar US$1,544.5 millones de dólares, de los cuales US$1,474 millones de dólares se tradujeron en cobros. Como se puede observar, el déficit de las EDEs generado por la energía dejada de cobrar fue de US$497.4 millones de dólares o su equivalente de RD$21,636 millones de pesos en el año 2013. Este monto del déficit equivale a la cantidad de dinero que pierde el Estado por concepto de energía consumida que no se factura y representa el 25% de la energía comprada a las empresas generadoras.

El déficit financiero de las EDEs originado por la pérdida de la energía han llevado a las autoridades a limitar la oferta sobre la base de la no rentabilidad al satisfacer la demanda completa. En términos llanos, lo que queremos señalar es que dentro de la lógica financiera de las distribuidoras, mientras más energía suministra más pérdida de dinero tienen.

No es lo mismo perder el 33% de 100 unidades, que perder el 33% de 80 unidades; en la primera pierdes 33 unidades del total servido y en la segunda pierdes 26.4 unidades. Esta simple lógica es que le da origen a los circuitos 24 horas, aquellos clasificados de esa manera porque reciben electricidad constante sobre la base de tener una alta tasa de pago de servicio.

Los bajos ingresos mensuales de las EDEs les generan retrasos con sus suplidores, además que las limita para realizar las inversiones necesarias para superar la situación anteriormente descrita.

Se requiere invertir cuantiosos recursos en la compra de materiales, equipos, y blindaje de las redes de distribución, así como en la compra e

instalación de medidores eléctricos. Estimaciones realizadas por organismos internacionales indican que el orden de magnitud de las inversiones anuales necesarias se encuentra por encima de los US$100 millones de dólares.

Luego de realizadas dichas inversiones, hay que monitorear de manera permanente los circuitos de distribución, para hacer sostenibles los logros que se vayan alcanzados.

1.3.1. Diagnóstico y situación actual de las redes eléctricas en la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (Edeeste).

El objetivo de este diagnóstico es tener una visión clara de la situación actual de las redes eléctricas en Edeeste.

Para el levantamiento de este diagnóstico se realizó un modelo de entrevista (véase anexo 1) que fue ejecutado dentro de la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EDEESTE). Antes de detallar los resultados obtenidos en la entrevista se describe una breve reseña histórica sobre la empresa seleccionada.

(Empresa Distribuidora de Electricidad del Este) En su portal nos dice que;

La Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S. A. (EDE Este) fue constituida el 5 de agosto de 1999, como parte de la reestructuración del sector eléctrico nacional, establecida mediante la Ley 141-97 de Reforma de la Empresa Pública, bajo la modalidad de capitalización. En virtud de dicha legislación, en el año 1998 el gobierno dominicano inició la Licitación Pública Internacional para buscar inversionistas privados que pudieran aportar capital necesario para la modernización del sistema eléctrico de la República Dominicana.

El cincuenta por ciento (50%) de las acciones de EDE Este fueron adquiridas por AES Corporation para la administración de la empresa por un período de 40 años. US$ 109.3 Millones fue el aporte total convenido para ser invertido por AES Corporation. US$ 109 Millones es la inversión realizada en los primeros tres

años de gestión de la distribuidora. El cincuenta por ciento (50%) restantes de las acciones permaneció en manos del Estado Dominicano.

En el mes de noviembre del año 2004, Dominican Energy Holdings, subsidiaría del grupo empresarial norteamericano Trust Company of the West (TCW) adquirió el 50% de las acciones de AES Corporation, convirtiéndose a partir de entonces en el accionista privado de EDE Este conjuntamente con el Estado Dominicano. Al mismo tiempo, mediante un Acuerdo de Administración con TCW, AES Dominicana se mantuvo administrando la compañía hasta mayo de 2008.

A partir del mes de 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 la TCW, pasando EDE Este de ser una empresa de capital mixto a convertirse en una sociedad de capital estatal.

Figura 7 Zona De Concesión De Ede-Este.

(Elaboración propia).

La Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S.A., desde 1999, sirve energía a la Zona de Concesión, mediante contrato otorgado por el Estado Dominicano denominado Contrato de Derecho para la Explotación de Obras Eléctricas, comprendida desde la acera este de la avenida Máximo Gómez, las

provincias de San Pedro de Macorís, La Romana, Hato Mayor, El Seibo y La Altagracia; además de la comunidad de Villa Mella y la provincia de Monte Plata. Su área de Concesión es de 11,700 Km² del territorio nacional, sirviendo a más de 618,000 clientes.

Filosofía Institucional.

La (Empresa Distribuidora de Electricidad del Este) En su portal expresa que;

- ❖ Misión

Proveer energía eléctrica en nuestra área de concesión de manera constante con la mayor calidad posible, para el bienestar de los ciudadanos y su desarrollo económico a través del comercio y la industria.

- ❖ Visión

Poder llevar un servicio 24 horas de energía eléctrica a todos los habitantes de nuestra área de concesión, con la rehabilitación y mejora de todos los circuitos de distribución y la normalización de todos los usuarios del servicio eléctrico de manera segura y rentable para la empresa.

- ❖ Valores
- ✓ Seguridad

Conscientes del peligro que conlleva la energía eléctrica y lo vulnerable que es nuestro sistema de distribución ponemos un especial empeño en cumplir con las normas de seguridad para nuestros empleados, contratistas, y sobre todo para nuestros usuarios, los cuales viven en una gran parte en zonas muy vulnerables.

- ✓ Integridad – Honestidad

En Edeeste actuamos con integridad y honestidad ante nuestros clientes y suplidores velando siempre por el uso racional de los recursos de la empresa de manera transparente.

- ✓ Servicio al Cliente

Trabajamos para mejorar la calidad de vida de nuestros clientes. Enfocamos nuestros esfuerzos para proveer soluciones eficaces, eficientes y oportunas a las necesidades de nuestros clientes, con el objetivo de mejorar su calidad de vida.

- ✓ Excelencia

Dentro de las limitaciones económicas en la que la empresa opera, ponemos todo nuestro esfuerzo para alcanzar la excelencia en los servicios que brindamos a nuestros clientes, así como en los trabajos que desarrollamos para la distribución de la energía eléctrica.

Para este levantamiento se tomó una muestra de 2 personas en cargos de gerentes, con el objetivo de verificar el estado actual en que se encuentran las redes de distribución de electricidad. El método de investigación empleado fue la entrevista ya que este permite recolectar la información requerida de manera participativa mediante una conversación profesional de carácter planificado entre dos personas.

Los resultados obtenidos a través de la entrevista muestran que la empresa carece de redes de distribución de electricidad adecuadas con las normas actuales emitidas por la superintendencia de electricidad y la Cdeee, además que las pérdidas de energía son bastante elevadas con relación a otras distribuidoras de electricidad.

La organización se dedica al manejo de proyectos de distribución, tele medición, micro medición (o totalizadores), mini proyectos (estos desarrollados por las oficinas comerciales), proyectos privados y llave en mano, y subestaciones, etc. Además de su principal objectivo que es la comercialización de la electricidad en toda la región este.

Con los resultados obtenidos a través de esta entrevista se pudo realizar un análisis FODA de la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EDEESTE), el cual se presenta en la tabla siguiente:

Análisis FODA de la EDEESTE	
FORTALEZAS	**OPORTUNIDADES**
Alto conocimiento del negocio de la distribución de electricidad	Desarrollo de nuevos proyectos de rehabilitación de redes de distribución.
	Captación de nuevos usuarios.
Capacidad de endeudamiento	Posibilidad de acceso a créditos externos
Institucionalidad Empresarial	Estabilidad Política
Sistemas Informáticos de gestión propios	Desarrollo tecnológico
Implementación del Sistema de Planificación y Gestión Estratégica	Crecimiento del área de concepción
Implementación de una nueva estructura organizacional	Desarrollo de nuevos proyectos de rehabilitación de redes en otros sectores del gran Santo Domingo o la región este.
DEBILIDADES	**AMENAZAS**
Ciclo de tiempo del Proceso de Logística y Compras muy largo	Crisis General en la empresa
Redes de distribución obsoletas.	Falta de pago de los clientes, agentes y empresas relacionadas.
Bajo rendimiento en las metas programadas por la empresa.	Interrupciones por averías en las líneas obsoletas.
Bajo porcentaje de logro de los Objetivos planteados en el Plan Operativo	Las penalizaciones por incumplimiento con la normativa vigente de la SIE.
Faltas de sistemas de información	Demandas Judiciales

Análisis FODA de la EDEESTE	
para la gestión operativa y estratégica.	
Falta de una planificación estratégica.	No cumplimiento de la ley general de electricidad
Poco personal capacitado en el área de gestión de proyectos	Vandalismo y sabotaje

Tabla 1. Análisis FODA EDEESTE. (Elaboración propia).

Según el informe realizado por (Corporacion Dominicana de Empresas Electricas y Estatales CDEEE, 016) dice que;

> Desde agosto de 1999, las Empresas Distribuidoras de Electricidad de la República Dominicana EDESUR, EDENORTE Y EDEESTE (EDEs) fueron concesionadas y convertidas en empresas de capital privado para distribución y comercialización del servicio público de - electricidad. En dicha condición eran también las responsables de realizar las inversiones necesarias en lo referente a la ampliación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica en sus zonas de concesión. A partir del año 2009 las tres distribuidoras son readquiridas nuevamente y vuelven a ser propiedad del Estado Dominicano en su totalidad, lideradas por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).
>
> A lo largo de este periodo (más de 10 años) las inversiones realizadas en el mantenimiento y ampliación del sistema de distribución y reducción de pérdidas han sido insuficientes, trayendo como consecuencia que en la actualidad las distribuidoras afronten una situación financiera deficitaria, con niveles de pérdidas totales que rondan el 31.5%. A parte de lo anterior brindan un servicio de deficiente calidad a una importante proporción de los clientes en comparación con los parámetros de calidad establecidos por la

regulación vigente, la falta de inversión también conlleva un alto riesgos de desabastecimiento de energía a grandes segmentos de la población en todo el país, debido a la incapacidad de la infraestructura actual para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía que es inherente al crecimiento de las ciudades y al desarrollo del país.

Entre los años 2011 y 2014 se ejecutó la primera etapa de financiamientos para la inversión en proyectos de rehabilitación de redes en las tres distribuidoras, por parte de la banca multilateral, en el 2014 el gobierno nacional aprueba la inversión de fondos por valor de US$790MM para programas de ampliación de la distribución y reducción de pérdidas, entre tanto avanzan las negociaciones para la segunda etapa de financiamientos por parte de la banca multilateral, en el 2016 comienzan la adjudicación de licitaciones para proyectos de reducción de pérdidas de las tres distribuidoras con financiamiento de la banca multilateral, encabezados por el BID, OFID, BM y el BEI, con los cuales se esperan resultados de mejora en el corto plazo.

En la actualidad el sector distribución de República Dominicana no cuenta con un mapa de ruta o plan maestro de electrificación que centralice la planificación de las empresas eléctricas del servicio, con miras a obtener la eficiencia energética, debidamente soportado para garantizar la planificación en el corto, mediano y largo plazo, con visión integral de país, para satisfacer la creciente demanda eléctrica, acorde con las nuevas tendencias y tecnologías, teniendo en cuenta la inclusión de generación distribuida, energías renovables, automatización de las redes y reforzamiento de la infraestructura actual por agotamiento. El plan también deberá garantizar la reducción de las pérdidas técnicas y comerciales a niveles comparables con las distribuidoras más exitosas de la región.

A modo general se informa que en la actualidad las tres empresas distribuidoras en conjunto poseen un total de 276 Subestaciones, con 578 circuitos, para una cartera total 2,152,622 de clientes. Mensualmente se

sirven 1,072.4 GWh, con un índice de pérdidas del 30.1% y una cobranza de la energía facturada igual al 97%. Es importante resaltar que los circuitos de las distribuidoras se han clasificado en 4 segmentos (A, B, C, D) de acuerdo con su índice de recuperación de efectivo (CRI), en esta clasificación el segmento A posee 399 circuitos con 15% de pérdidas, el segmento B posee 28 circuitos con un 41% de pérdidas, el segmento C contiene 122 circuitos con un 54% de pérdidas de energía y el segmento D contiene 201 circuitos con un 67% de pérdidas de energía. Los segmentos C y D poseen las redes más vulnerables y la mayor cantidad de usuarios no contratados, por lo que son el foco de inversión para la rehabilitación de redes.

Después de haber observar el análisis foda de la empresa distribuidora de electricidad del este (EDEESTE), notamos que cuenta con debilidades y amenazas, las cuales son presentadas anteriormente.

Por ejemplo cuando se habla sobre el ciclo de tiempo del proceso de logística y compras muy largo, esta deficiencia la notamos a la hora de que se necesita reemplazar cualquier material o equipo eléctrico, el cual este averiado. Esta necesita en ocasiones crea malestar en los ciudadanos que utilizan el servicio eléctrico brindado por edeeste, porque a la hora de reemplazar un equipo, este no está en el almacén en edeeste.

Otro de los puntos muy importantes es el bajo logro de los objetivos planteados en el plan operático. Esta parte la vemos en las oficinas comerciales y centros técnicos que tiene la empresa cuando esta no posee redes de distribución y de baja tensión en las condiciones necesarias para brindar un servicio sin interrupciones y las cuales no sean violadas para el robo del servicio eléctrico.

Las demandas judiciales, es una de las amenazas que la empresa tiene cada día. Estas demandas son ocasionadas por fallas provenientes por una mala conexión en las redes, accidentes en las redes de distribución y por problemas en el aspecto laboral.

Cuando hablamos de las redes de distribución obsoletas esta es una de las debilidades latente que tiene la empresa y la cual la vemos en el circuito que queremos analizar en esta tesis. El circuito en análisis es el SPER-C01, de sabana perdida el cual pertenece a la subestación de sabana perdida, ubicada en la Av. Charles de Goulle en el municipio de santo domingo norte. Uno de los principales problema de la comunidad es ineficiencia eléctrica provocando esto la inseguridad ciudadana y la poca competitividad de los negocios formales e informales ante ausencia del suministro eléctrico para el desenvolvimiento de sus negocios.

Además del mal estado de las redes, esto representa un alto riesgo en las calles y sectores de sabana perdida, por las continuas averías en las redes de media y baja tensión. Este problema quedaría totalmente resuelto aplicando la rehabilitación completa de las redes eléctricas del circuito, es decir, aplicando el sistema de Redes Eléctricas Antifraudes, instalando nuevos centros de transformación, acometidas aéreas de acuerdo a su voltaje (120 o 240 Voltios) y alumbrado público. Mediante esta implementación de este sistema, se brindaría el servicio continuo de energía, lo que llamamos 24 horas y por ende se reducirían a su mínima expresión las pérdidas de energía eléctrica.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

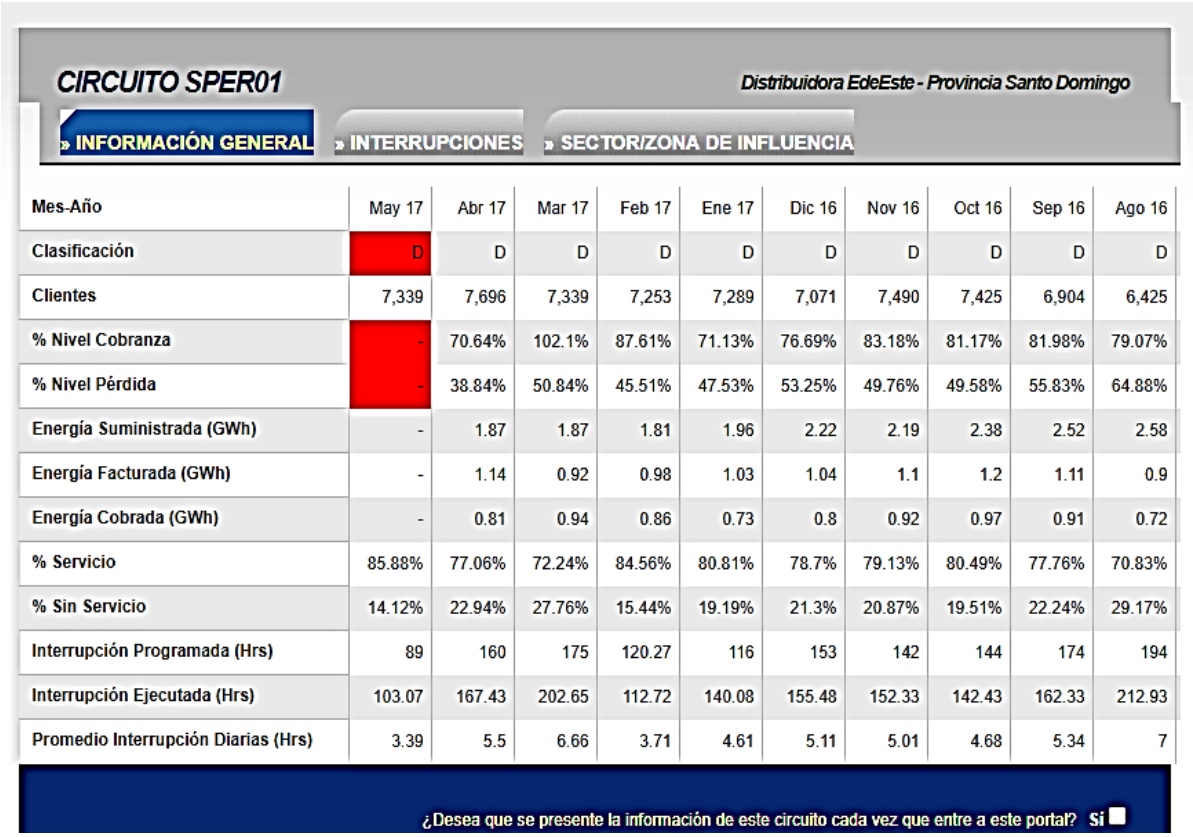
Clasificación de Circuitos de acuerdo a su nivel de Cobranza y Pérdidas

Clasificación	Horas de Suministro	Nivel de Cobranza	Nivel de Perdida	Observación
A	24 Hr	Mayor de 90%	Menor de 20%	Los circuitos con clasificación A sólo se interrumpen por mantenimiento preventivo y/o correctivo.
B	21 Hr	Mayor de 80% y Menor de 90%	Mayor de 20% y Menor de 30%	
C	16 Hr	Mayor de 60% y Menor de 80%	Mayor de 30% y Menor de 40%	
D	14 Hr	Menor de un 60% de Cobranza	Mayor de 40%	

Figura 8 En el cuadro se Clasificación de Circuitos de acuerdo a su nivel de Cobranza y Pérdidas.

(Portal de Circuitos, 2017)

En la tabla se muestra el histórico de la energía suministrada en el sector de sabana perdida y las zonas en las que incide el circuito SPER-C01. Se pude observar que debido a que las pérdidas de energía eléctrica rondan el 50.84% en el mes de mayo, este circuito cae dentro de la categoría ´´D´´ esto quiere decir que la hora de energía a suministrar es de 14 horas al días esto se debe a que la cobranza es menor al 60% y las perdida mayor al 40%. El circuito SPER01 tiene unos 7,339 clientes que afecta tanto al sector de Sabana Perdida y zonas aledañas, el promedio de interrupciones al día en el mes de mayo 2017 fue de un 6.66 horas al día.



CIRCUITO SPER01

Distribuidora EdeEste - Provincia Santo Domingo

» INFORMACIÓN GENERAL » INTERRUPCIONES » SECTOR/ZONA DE INFLUENCIA

Mes-Año	May 17	Abr 17	Mar 17	Feb 17	Ene 17	Dic 16	Nov 16	Oct 16	Sep 16	Ago 16
Clasificación	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Clientes	7,339	7,696	7,339	7,253	7,289	7,071	7,490	7,425	6,904	6,425
% Nivel Cobranza	-	70.64%	102.1%	87.61%	71.13%	76.69%	83.18%	81.17%	81.98%	79.07%
% Nivel Pérdida	-	38.84%	50.84%	45.51%	47.53%	53.25%	49.76%	49.58%	55.83%	64.88%
Energía Suministrada (GWh)	-	1.87	1.87	1.81	1.96	2.22	2.19	2.38	2.52	2.58
Energía Facturada (GWh)	-	1.14	0.92	0.98	1.03	1.04	1.1	1.2	1.11	0.9
Energía Cobrada (GWh)	-	0.81	0.94	0.86	0.73	0.8	0.92	0.97	0.91	0.72
% Servicio	85.88%	77.06%	72.24%	84.56%	80.81%	78.7%	79.13%	80.49%	77.76%	70.83%
% Sin Servicio	14.12%	22.94%	27.76%	15.44%	19.19%	21.3%	20.87%	19.51%	22.24%	29.17%
Interrupción Programada (Hrs)	89	160	175	120.27	116	153	142	144	174	194
Interrupción Ejecutada (Hrs)	103.07	167.43	202.65	112.72	140.08	155.48	152.33	142.43	162.33	212.93
Promedio Interrupción Diarias (Hrs)	3.39	5.5	6.66	3.71	4.61	5.11	5.01	4.68	5.34	7

¿Desea que se presente la información de este circuito cada vez que entre a este portal? Si

Figura 9 Cuadro de la información general del circuito SPER-C01.

. (Portal de Circuitos, 2017)

Según el (Portal de Circuitos, 2017), nos define el siguiente glosario de términos utilizados en el cuadro anterior.

- ✓ **Circuito eléctrico**

Es una red o vía cerrada que impulsa la energía desde un generador hasta un consumidor final.

Conjunto de elementos interconectados entre sí, formado por elementos activos y pasivos. Los activos aquellos que producen energía (ej. fuentes de voltaje) y los pasivos los que consumen (ej. Resistencias, capacitor, etc.).

- ✓ **Sector/zona de influencia**

Composición geográfica de los barrios, sectores y ensanches que conforman el área de servicio de un circuito de distribución.

- ✓ **Nivel de cobranza %**

Representa el porcentaje de la energía cobrada (GWh) con respecto al total de la energía facturada (GWh) a los clientes durante el mes correspondiente.

% Cobranza = Monto GWh Cobrado / Monto GWh Facturado

- ✓ **Nivel de perdidas %**

Es el porcentaje de la energía no facturada (GWh) con respecto al total de la energía suministrada (GWh) a los clientes durante el mes correspondiente.

% Perdidas = (Energía Suministrada GWh - Energía Facturada GWh) / Energía Suministrada GWh

- ✓ **Energía suministrada**

Es la cantidad total de energía (GWh) que la Empresa de Distribución provee a sus clientes durante un determinado mes.

- ✓ **Energía facturada**

Es la cantidad de energía (GWh) que la Empresa de Distribución factura a los clientes del total de energía (GWh) suministrada durante un determinado mes.

- ✓ **Energía cobrada**

Representa la cantidad de energía (GWh) que la Empresa de Distribución logra cobrar a los clientes del total de energía facturada (GWh) durante un determinado mes.

- ✓ **% Servicio**

Reporta el porcentaje de horas de servicio eléctrico suministradas por la Empresa de Distribución a sus clientes durante un determinado mes.

- ✓ **% Sin servicio**

Muestra el porcentaje de horas sin servicio eléctrico por la Empresa de Distribución a sus clientes durante un determinado mes.

- ✓ **Interrupción programada**

Es la programación mensual que realiza la Empresa de Distribución del total de horas sin servicio eléctrico que tendrán los clientes de acuerdo a la clasificación de los circuitos.

- ✓ **Interrupción ejecutada**

Representa la ejecución mensual real con respecto a la programación realizada por la Empresa de Distribución del total de horas sin servicio eléctrico a sus clientes de acuerdo a la clasificación del circuito.

- ✓ **Promedio interrupción diaria**

Muestra el promedio diario de horas sin servicio eléctrico por parte de la Empresa de Distribución a sus clientes.

Capitulo II: Redes Eléctricas Antifraudes ante el cambio del Circuito Eléctrico en Zona Urbana.

2.1. Condiciones previas de las Redes Eléctricas Antifraudes en el Circuito Eléctrico en Zona Urbana.

De cara a mejorar las redes eléctricas de distribución y previo a la implementación de un sistema de redes eléctricas antifraudes, con la aplicación del nuevo sistema se busca la integración y el reemplazo las redes eléctricas de distribución convencionales, no en su totalidad, porque en las redes eléctricas convencionales y el sistema de redes eléctricas antifraudes se pueden reutilizar algunos componentes. Como son;

- ✓ Transformadores de distribución.
- ✓ Aisladores.
- ✓ Conductores
- ✓ Postes.
- ✓ Crucetas.
- ✓ Acometidas
- ✓ Medidores.
- ✓ Herrajes.

Cada mes, los directivos de las distintas áreas, tanto la gerencia de ejecución de proyectos, la gerencia de plan barrios, la gerencia de pérdidas y la gerencia de compra de energía, se reúnen para la revisión de los indicadores sobre las perdidas y el rendimiento que han tenido en la captación de nuevos usuarios del sistema de redes eléctricas antifraudes.

La implementación de un sistema de redes eléctricas antifraudes, no se requiere de la transformación total de los sectores en los que incide en circuito, sino más bien, en las zonas en donde las pérdidas de energía eléctricas tienes sus niveles más altos y en donde las redes de distribución eléctricas están en condiciones deplorables.

La implementación de un sistema de redes eléctricas antifraudes debe ser fundamental en la ejecución de los nuevos proyectos de la empresa, tantos en los proyectos propios, como también en los proyectos privados. Esto porque si desde el inicio de un proyecto, tomando como ejemplo el caso de una urbanización, la empresa no tendría que invertir en el futuro para reducir las pérdidas y modificar las redes eléctricas de distribución, porque estas son obsoletas o son un foco para el rapto de la energía eléctrica.

2.2. Fundamentos teóricos del sistema de Redes Eléctricas Antifraudes y sus componentes.

Un sistema de redes eléctricas antifraudes, está compuesto por dos tipos de circuitos. a) Circuitos primarios, que comprenden los transformadores de distribución, crucetas, aisladores, conductor y los postes. b) Los circuitos secundarios, acometidas aéreas, alumbrado público y dispositivos de medida.

a) Los circuitos primarios.

Crucetas:

Estas crucetas se utilizan para soportar los conductores instalados en los postes de hormigón. Son metálicas, construidas con perfiles de acero galvanizado, unidos mediante tornillos. (IMEDEXSA).

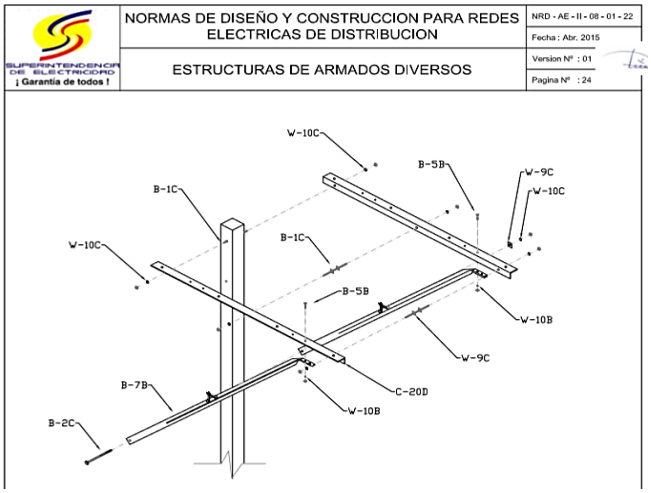


Figura 10 Cruceta doble en voladizo para media tensión.

. (Superintendencia de Electricidad, 2015)

Postes:

Nombre genérico dado al dispositivo de soporte de conductores y aisladores de las líneas o redes aéreas. Pueden ser postes, torres u otro tipo de estructuras. (Edeeste, 2011).

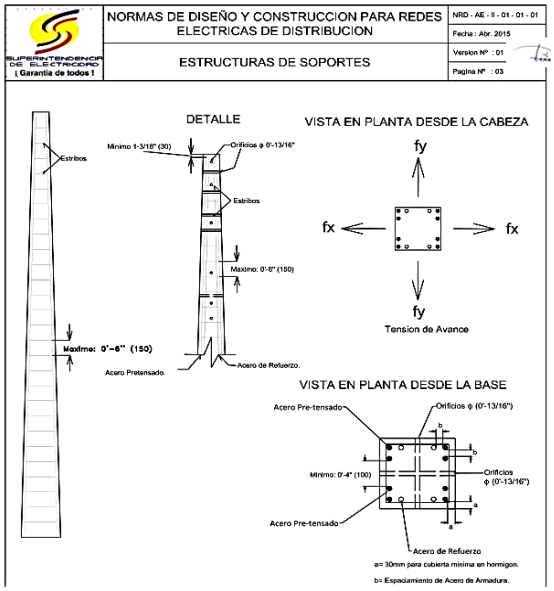


Figura 11 Poste de concreto y acero pretensado

. (Superintendencia de Electricidad, 2015)

Centro de Transformación:

Sistema de transformadores de distribución, con su equipo de maniobra y protección asociados, que se utiliza para transferir energía desde los niveles de media tensión a los niveles de tensión del cliente. (Edeeste, 2011).

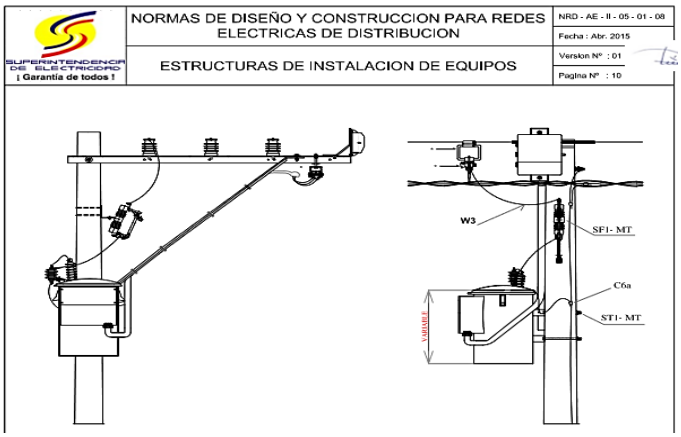


Figura 12 Conexión de un transformador de distribución conectado al sistema de redes eléctricas antifraudes.

(Superintendencia de Electricidad, 2015)

Aisladores:

Sirven para mantener un conductor fijo, separado y aislado de partes que en general no están bajo tensión (a tierra). (Red de Distribucion de Energia Electrica)

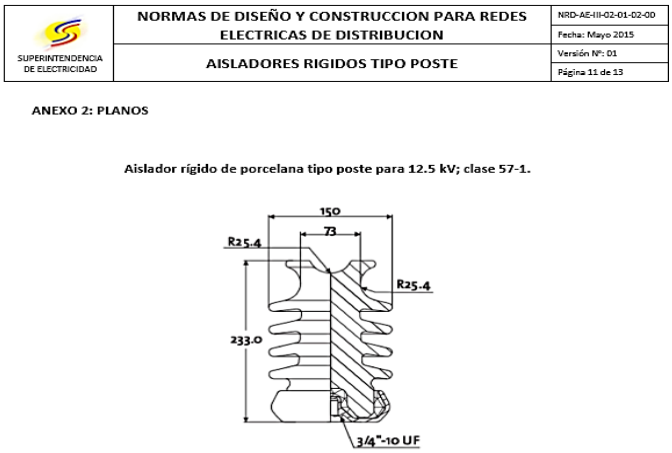


Figura 13 Aislador rígido de porcelana tipo poste para 12.5kV; clase 57-1.

(Superintendencia de Electricidad, 2015)

b) Los circuitos Secundarios.

Acometida Aérea:

Los conductores aéreos de acometida que van desde el último poste o soporte aéreo, incluidos los conectores de derivación, si los hay, hasta los conductores de entrada de acometida de la edificación o estructura. (Edeeste, 2011).

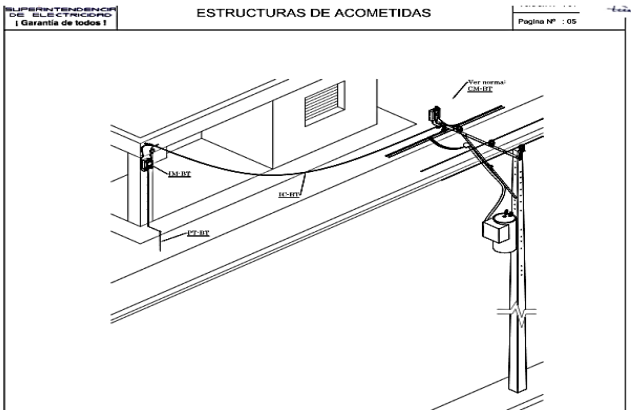


Figura 14 Instalación de acometida aérea en el sistema de redes eléctricas antifraudes.

(Superintendencia de Electricidad, 2015)

Alumbrado Público:

Necesario para brindar la visibilidad adecuada para el normal desarrollo de las actividades tanto vehiculares como peatonales, con el objeto de proporcionar seguridad y calidad de vida a la ciudadanía. (Edeeste, 2011).

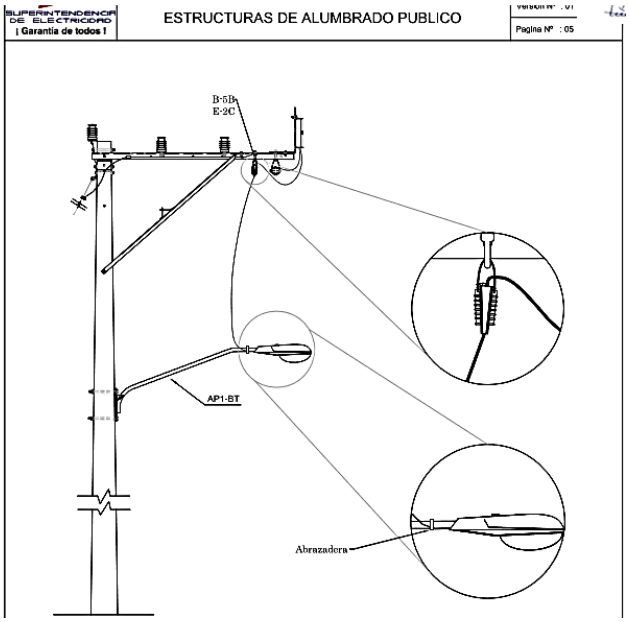


Figura 15 Instalación de Luminaria con brazo de 6´ en el Sistema de redes eléctricas antifraudes

(Superintendencia de Electricidad, 2015)

Equipo de medida o medidores.

En la actualidad existen dos tipos de medidores o contadores de electricidad y estos son a) contadores mecánicos y b) contadores electrónicos.

Según (compara tarifas energia) nos dice;

a) Contadores mecánicos

Hay diferentes tipos de contadores mecánicos, algunos tienen un visor debajo del contador numérico donde hay un disco que tiene una marca roja en su periferia. Este disco tiene una velocidad de giro directamente proporcional a la corriente consumida en cada momento por los aparatos que están en servicio. Para conocer el consumo de un aparato de casa es suficiente con poner en funcionamiento

solamente dicho aparato y contar las veces que pasa la marca en una unidad de tiempo determinado.

Figura 16 Medidor mecánico

(compara tarifas energia).

Otros contadores mecánicos generan la lectura en una serie de relojes tal y como figura 17 en la imagen que ofrecemos a continuación.

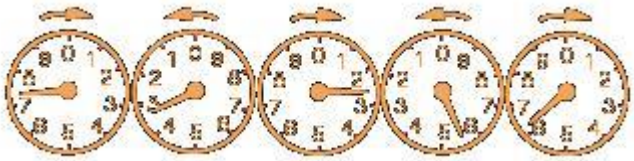


Figura 17 Medidor mecánico

(compara tarifas energia).

Su lectura es sencilla, para ello tendrá que anotar el número más pequeño de los dos entre los que se encuentra la aguja. En caso de estar muy próximas a un número fíjese en el siguiente reloj y en caso de que la aguja haya sobrepasado el 0, podrá anotar el nº más alto.

Las características de estos aparatos son:

- Tiene partes móviles.
- El error de medida está comprendido entre el +2% y el -2%.

- La única función que realiza de forma autónoma es la totalización de la energía consumida (kwh). Puede realizar una segunda función, la discriminación horaria, pero necesita un equipo externo (el reloj de conmutación).
- Sólo permite la lectura visual, por lo que no es apto para telegestión.

b) Contadores electrónicos

El nuevo "contador inteligente" dispone de un sistema de tele-gestión para que la compañía eléctrica pueda conocer la medición a distancia. Ofrece de forma inmediata los datos precisos de consumo. Disponen de un Led, generalmente rojo, que se enciende durante un instante cada vez que se supera una cantidad de energía.

Este elemento bien utilizado permitirá a un usuario apagar un equipo si descubre que se está produciendo un gasto inútil o aprovechar la tarifa horaria más barata.

Los datos de la pantalla llegan a la compañía eléctrica a través de los mismos cables eléctricos, similar al ADSL. Este posibilita realizar gestiones hasta ahora en manos de técnicos. Por ejemplo, se acabó el desplazarse a los pisos para leer el contador pero también evitará que la factura vaya engordando porque se acumula el tiempo sin leer el consumo, ya que no siempre estamos en casa.

Figure 18 Contador electrónico

(compara tarifas energia).

Características principales:

- No tiene partes móviles.
- El error de medida está comprendido entre el +0.5% y el -0.5%.
- Memoriza datos.
- Registra medidas absolutas e incrementales, valores máximos, alarmas y eventos.
- Admite numerosos períodos tarifarios.
- Puede conectar/desconectar el circuito de alimentación de la vivienda del abonado.
- Permite la telegestión (gestión a distancia).

Las empresas eléctricas tienen la obligación de sustituir los actuales contadores mecánicos por otros que permitan la telegestión, antes del 2018.

2.3. Operatividad del sistema de redes eléctricas antifraudes.

Con el sistema de redes eléctricas antifraudes, las distribuidoras de electricidad o EDES buscan encaminarse hacia el cumplimiento de metas y sus objetivos. Es por tal razón que el sistema demuestra gran importancia e influencia que tiene para la empresa y las zonas urbanas en las cuales se brinda el servicio de la energía eléctrica.

Las empresas distribuidoras de electricidad o EDES, son instituciones con elevados niveles de pérdidas eléctricas en los circuitos que les pertenecen, estos altos niveles son a causas de las condiciones deplorables de las redes de distribución de electricidad. Provocando esto gastos innecesarios por la empresa en lo que es la ejecución de mini-proyectos que no garantizan la recuperación de la inversión para la empresa. Es por tal razón que las empresas distribuidoras de electricidad o EDEs deben sistematizar, afianzar, y estandarizar sus redes de distribución de electricidad, de modo que puedan moverse hacia la eficiencia y la rentabilidad en la distribución de electricidad.

La Empresa Distribuidora de Electricidad del Este EDEESTE, posee zonas en las cuales sus niveles de pérdidas son bajas, como es el caso del sector Gacue, sin

embargo, las redes de distribución de electricidad están en condiciones críticas, por ser esta una de las zonas en la cuales se inició el tendido eléctrico en la ciudad de santo domingo, además del reducido mantenimiento a la que son sometidas.

El sector de sabana pérdida, en donde incide directamente el circuito SPER-C01, los de niveles de pérdidas son muy elevados, además que comercialmente son insostenibles, por eso la empresa Edeeste tiene un plan para trabajar este tipo de sectores donde desde el punto de vista de comercialización de energía se hace difícil de una gestión de cobro eficaz.

La compañía Edeeste utiliza una modalidad de construcción de redes eléctricas en zonas donde hay perdidas, la construcción de una nueva red bajo las normativas de sistema de Redes Antifraudes con transformadores auto protegidos y blindados, conductores de media y triplex en voladizo en cruceta, cajas derivadoras, módulos de medición en altura, acometidas aéreas colocadas individuales en el poste, conductor de preferencia en aluminio, todo colocado en altura en postes por encima de los 35 o 40 pies dependiendo el diseño y la remoción y reutilización de las redes viejas existentes.

Las mediciones deberán de ser colocadas en el poste en altura, en las zonas con mayores niveles de pérdidas, bajando solo las líneas de cargas hacia las viviendas, visibles, en los casos de callejones y/o parte atrás de otras casas, se llevarían las líneas de carga del cliente, como se muestra en la figura 19. La media y baja tensión siempre permanecerán en las partes frontales y visibles de la cruceta o también colocadas en los módulos de medición en altura (en caso de ser necesario), como se muestra en la figura 20.

Figura 19 instalaciones de módulos medición en altura con acometidas aéreas.

(Elaboración propia)

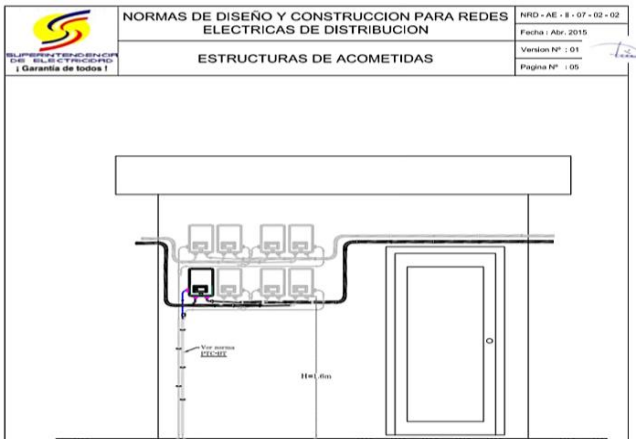


Figura 20 Instalación de acometidas en callejones.

(Superintendencia de Electricidad, 2015)

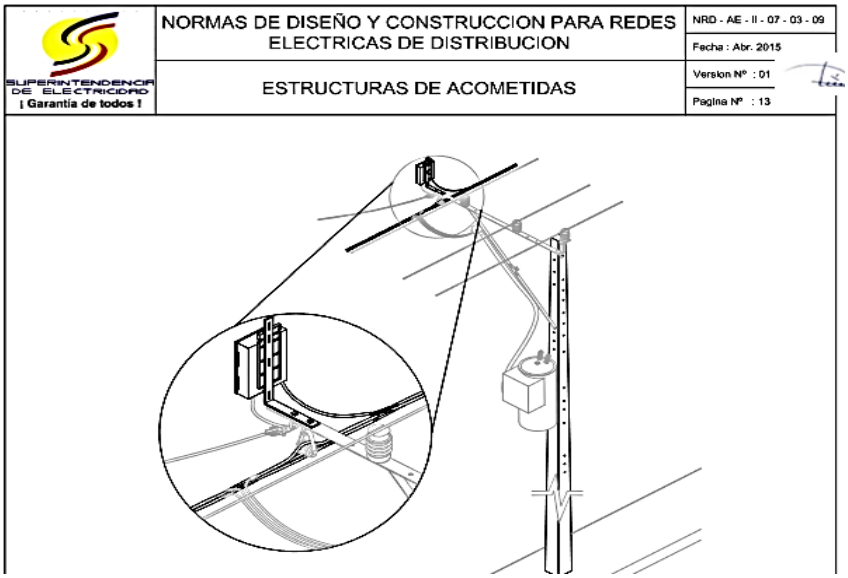


Figura 21 Ubicación de la red de baja tensión en el Sistema de redes eléctricas antifraude.

(Superintendencia de Electricidad, 2015)

Conjuntamente con el sistema de redes eléctricas antifraudes, la implementación de un sistema de medición y venta de energía prepago, sería favorable porque cada cliente puede utilizar la energía de acuerdo a la disponibilidad que pueda comprar. Este sistema garantizaría las ventas en un 100% eliminando esto la posibilidad que algunos clientes se conviertan en morosos y tener que evitar gastos adicionales en la gestión de corte y Reconexión, así como el deterioro de las redes fruto de la gestión y las maniobras realizadas por los técnicos de la empresa.

Con este sistema la empresa reducirá los costos operativos ya que no necesita un personal para leer los medidores y así emitir las facturas y posteriormente repartirlas, el cliente tendrá un Display o panel de control en el interior de la casa que le permitirá en cada momento revisar y monitorear sus balances y consumos de energía.

El corte del servicio se producirá si se el balance se agota y se repondría con la recarga o adición de energía al medidor, esto sin cargo adicionales por corte de energía.

Para garantizar y proteger las inversiones hechas, mantener la seguridad e integridad de las redes y atender cualquier nueva solicitud, se conformaría un equipo con un supervisor de terreno con una o dos brigadas que atenderían diariamente según la necesidad las ordenes de servicios y la parte de sobre el seguimiento a los clientes (en caso de pérdidas).

Adicional a todos los temas referentes a las redes, su protección, cuidado, venta de energía, entre otros; es prioridad de la empresa la concientización del adecuado uso de la energía, la educación en los temas de ahorros, las mejoras que provienen de las reducción de las perdidas y los beneficios que percibe la comunidad, haciendo énfasis de la importancia de cuidar las instalaciones, estas capacitaciones y concientizaciones van de la mano desde que se inicia, hasta el final del proyecto, realizado esto por el equipo de gestión social, quien es el personal que inicia el proyecto sensibilizando e informando los beneficios sobre la aplicación del sistema de redes eléctricas antifraudes.

Considerando que la Comunidad cumple con lo anteriormente mencionado, la Empresa podría realizar acciones o actividades en pro de la comunidad como parte del compromiso social, lo que permitirá un vínculo de amistad mucho más fuerte entre la comunidad y la empresa.

De manera definitiva la cantidad de clientes estará determina por la cantidad de suministros activos, bajo un escenario que todas las viviendas tienen un contrato de servicio, a partir de esta información Edeeste puede calcular los niveles de cobro y perdida en cada sector, esta información es de vital importancia debido a que reflejara los indicadores de los circuitos en cada sector.

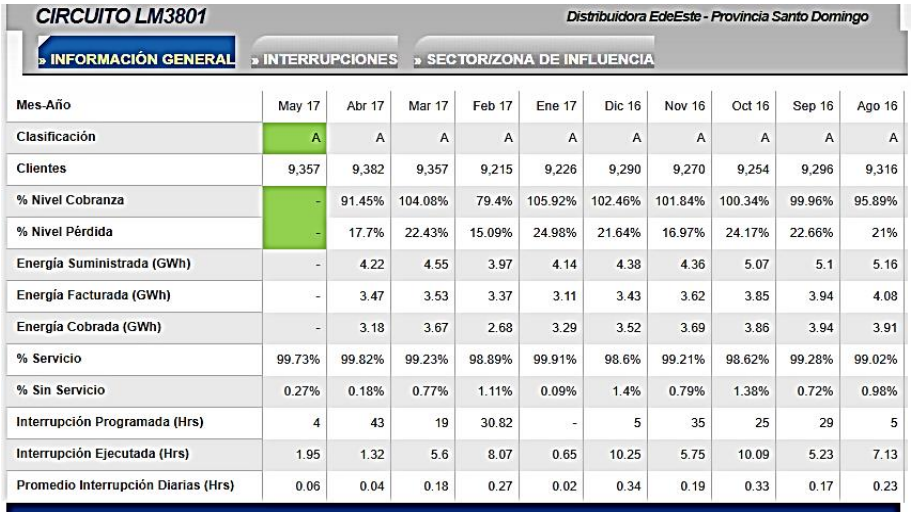
De acuerdo al mes de marzo del 2017 las perdida en el sector de sabana perdidas eran de un 50.84%, esto quiere decir que 50.84% de la compra de energía se pierde, estos niveles de perdida son muy elevados y por tal razón los cortes de energía pasan de 10 horas diarias, el circuito que alimenta a una parte de sabana perdida esta categorizado como D.

Uno de los principales retos que tienen las distribuidoras de electricidad y la CDEEE, es la reducción de pérdidas de energía, para el año 2016 los niveles perdidas alcanzaron el 31.5%, para reducir los niveles perdidas en sectores difíciles para gestionar el cobro las distribuidora están empleando el novedoso sistema que es redes eléctricas antifraudes esto no es más que las redes de baja tensión estén a la misma altura que la media tensión, anteriormente las redes de baja tensión estaba colocada independiente y a una altura no mayor de 30 pies lo que ocasionaba que un tercero pudiera manipular sin ningún problema las redes de baja tensión, con este nuevo arreglo del sistema de redes eléctricas antifraudes, se le dificulta a las personas a manipular las redes debido a que están a una mayor altura, además con la salvedad de que la red de baja tensión es acompañada a menos de 2 pies de distancia de la red de media tensión, lo que resultaría muy peligroso subir si no tiene las herramientas adecuada de seguridad.

Capitulo III: Valoración del sistema de Redes Eléctricas Antifraudes en una zona Urbana.

3.1. Ejemplificación Del Sistema De Redes Eléctricas Antifraudes En Las Pérdidas De Energía Eléctricas En El Circuito Sper-C01 De Sabana Perdida En Edeeste.

Después de ser aplicado el sistema de redes eléctricas antifraudes y sus elementos en el circuito SPER-C01 de edeeste, los resultados serían los esperados como ya han ocurridos en otros circuitos, como por ejemplo el caso del circuito LM38-C01, que en la actualidad las pérdidas de energía eléctrica rondan en un 17.7%, clasificado este con la letra ´´A´´ la cual quiere decir que tiene un nivel de cobranza de un 90% y un nivel de pérdidas menor que un 20%. Las pérdidas que en la actualidad tiene el circuito LM38-C01, se clasifican como pérdidas técnicas y no comerciales.



CIRCUITO LM3801 — Distribuidora EdeEste - Provincia Santo Domingo

» INFORMACIÓN GENERAL » INTERRUPCIONES » SECTOR/ZONA DE INFLUENCIA

Mes-Año	May 17	Abr 17	Mar 17	Feb 17	Ene 17	Dic 16	Nov 16	Oct 16	Sep 16	Ago 16
Clasificación	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A
Clientes	9,357	9,382	9,357	9,215	9,226	9,290	9,270	9,254	9,296	9,316
% Nivel Cobranza	-	91.45%	104.08%	79.4%	105.92%	102.46%	101.84%	100.34%	99.96%	95.89%
% Nivel Pérdida	-	17.7%	22.43%	15.09%	24.98%	21.64%	16.97%	24.17%	22.66%	21%
Energía Suministrada (GWh)	-	4.22	4.55	3.97	4.14	4.38	4.36	5.07	5.1	5.16
Energía Facturada (GWh)	-	3.47	3.53	3.37	3.11	3.43	3.62	3.85	3.94	4.08
Energía Cobrada (GWh)	-	3.18	3.67	2.68	3.29	3.52	3.69	3.86	3.94	3.91
% Servicio	99.73%	99.82%	99.23%	98.89%	99.91%	98.6%	99.21%	98.62%	99.28%	99.02%
% Sin Servicio	0.27%	0.18%	0.77%	1.11%	0.09%	1.4%	0.79%	1.38%	0.72%	0.98%
Interrupción Programada (Hrs)	4	43	19	30.82	-	5	35	25	29	5
Interrupción Ejecutada (Hrs)	1.95	1.32	5.6	8.07	0.65	10.25	5.75	10.09	5.23	7.13
Promedio Interrupción Diarias (Hrs)	0.06	0.04	0.18	0.27	0.02	0.34	0.19	0.33	0.17	0.23

Figura 22 Cuadro de la información general del circuito LM38-C01. (Portal de Circuitos, 2017)

En el caso del circuito SPER-C01, después de la aplicación del sistema de redes eléctricas antifraudes, las perdidas también se reducirían a su mínima expresión, quedando estas clasificadas como pérdidas técnicas y cambiando este su clasificación de clase ´´D´´ a clase ´´A´´.

El impacto de las ventajas que enmarcan este sistema de redes eléctricas antifraudes para consolidar el proceso de reducir las pérdidas eléctricas, en Edeeste se puede percibir por medio de las siguientes ventajas que oferta el mismo:

- Reducción total de las pérdidas comerciales en el circuito SPER-C01. Si son reducidas las perdidas comerciales en el circuito SPER-C01, edeeste como empresa distribuidora de electricidad cambiaría la clasificación del circuito y por ende serviría mayores horas en el servicio eléctrico es decir el circuito pasaría a ser a 24 horas de servicio continuo.
- Reducción de las averías en el circuito. Con las reducciones de las averías por el buen estado de las redes eléctricas, la empresa se estaría ahorrando una gran cantidad de dinero en lo que es mantenimiento de redes, podas y cambio de equipos obsoletos, además que los habitantes de las zonas en la que incide el circuito no se verían afectados por las interrupciones a causa de las fallas o averías en el circuito.
- Contratación masiva de los usuarios del sistema. En el proceso de aplicación del sistema de redes eléctricas antifraudes, quedarían contratados

los usuarios que no pagan el servicio eléctrico. Provocando esto un aumento en la totalidad de clientes que tiene el circuito, además que también aumentarían las cobranzas.

- Iluminación de las calles y callejones. Con la aplicación del sistema de redes eléctricas antifraudes se instalarían luminarias en cada uno de los postes ubicados en las calles y callejones en que incide el circuito, aumentando esto la seguridad ciudadana, el esparcimiento de los transeúntes y embellecimiento del sector.
- Buen clima en las relaciones comunitarias con la empresa. Con la aplicación del sistema y posteriormente quedando el circuito con un servicio continuo de 24 horas, las relaciones comunidad-empresa serían más fuertes provocando esto una aceptación positiva del nuevo sistema implementado.

A continuación mostramos una ejemplificación de una proyección para el próximo año de cómo quedarían los indicadores del circuito SPER-C01, después de ser aplicado el sistema de redes eléctricas antifraudes.

PERIODO	MES	Clientes Activos	Clientes Facturados	Compra Total (GWh)	Facturación Total (GWh)	Cobros Totales (MMRD$)	Facturación Total (MMRD$)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (%)	Cobros (%)
31-ene-17	Ene-17	7,870.0	7,293.0	1.96	1.01	5.37	7.42	0.96	49%	72%
28-feb-17	Feb-17	7,855.0	7,257.0	1.81	0.95	6.20	6.88	0.86	47%	90%
31-mar-17	Mar-17	7,963.0	7,343.0	1.87	0.87	6.75	6.23	0.99	53%	108%
30-abr-17	Abr-17	8,309.0	7,701.0	1.87	1.12	6.10	8.52	0.75	40%	72%
31-may-17	may-17	8,655.0	7,725.2	1.70	1.02	6.65	7.65	0.68	40%	60%
30-jun-17	jun-17	9,001.0	7,855.8	1.62	1.05	6.86	7.79	0.59	35%	65%
31-jul-17	juñ-17	9,347.0	7,986.4	1.54	1.04	7.07	7.92	0.49	32%	68%
31-ago-17	ago-17	9,693.0	8,117.0	1.46	1.03	7.27	8.05	0.40	29%	71%
30-sep-17	sep-17	10,039.0	8,247.6	1.38	1.02	7.48	8.18	0.31	26%	74%
31-oct-17	oct-17	10,385.0	8,378.2	1.28	1.01	7.68	8.31	0.22	21%	79%
30-nov-17	nov-17	10,731.0	8,508.8	1.21	0.90	7.89	8.44	0.13	26%	74%
31-dic-17	dic-17	11,077.0	8,639.4	1.13	0.88	8.10	8.57	0.03	22%	78%
31-ene-18	ene-18	11,423.0	8,770.0	1.13	0.84	8.30	8.70	-0.06	26%	74%
28-feb-18	feb-18	11,769.0	8,900.6	1.35	1.15	8.51	8.83	-0.15	15%	85%
31-mar-18	mar-18	12,115.0	9,031.2	1.30	1.15	8.71	8.96	-0.24	12%	88%
30-abr-18	abr-18	12,461.0	9,161.8	1.35	1.12	8.92	9.09	-0.34	17%	83%
31-may-18	may-18	12,807.0	9,292.4	1.35	1.15	9.13	9.22	-0.43	15%	85%
30-jun-18	jun-18	13,153.0	9,423.0	1.20	0.98	9.33	9.35	-0.52	18%	82%
31-jul-18	jul-18	13,499.0	9,553.6	1.20	1.00	9.54	9.48	-0.61	17%	83%

Figura 23 Datos del circuito SPER-C01 después de ser aplicado el sistema de redes eléctricas antifraudes.

(Elaboración propia).

Después de ser aplicado el sistema de redes eléctricas antifraudes y proyectando esta aplicación a solo un (1) año, se pueden observar en los indicadores cómo fue reducida la compra de energía, como aumentaron los cobros, como aumento la facturación y como se redujeron las perdidas. Es decir, que con la aplicación del sistema de redes eléctricas antifraudes quedaría resuelto el mal latente que existe en el circuito SPER-C01 y este pasaría de ser un circuito clase ´´D´´ a un circuito clase ´´A´´ en un tiempo menor de un año pasando este a ser un circuito rentable para la emrpesa.

3.2. Ventajas y desventajas del sistema de Redes Eléctricas Antifraudes en un circuito eléctrico de una zona urbana.

Las ventajas de la implementación de un sistema de redes eléctricas antifraudes en un circuito eléctrico de una zona urbana, son las siguientes:

- Amplia iluminación peatonal.
- Fácil adaptación por el usuario.
- Rápido Tiempo de construcción.
- Poco mantenimiento.
- Fácil ubicación de las fallas o averías.
- Fácil ubicación de los fraudes eléctricos.
- Ofrece seguridad a los transeúntes.
- Medición inteligente.
- Buena distribución de los transformadores.
- Acometida aérea exclusiva para el cliente.
- No tienen acceso al vandalismo.

Las desventajas que tiene el sistema de redes eléctricas antifraudes en un circuito eléctrico de una zona urbana son:

- Costo inicial de construcción alto.
- Construcción robusta.
- Mayor riesgo de accidentes para el personal que no esté capacitado.
- Están expuestas a la intemperie

CONCLUSIONES

Al Finalizar la investigación se determinó que las pérdidas de energía componen el principal reto de las empresas distribuidoras de electricidad, estas representaron en el año 2016 el 31.5% de la energía suministrada, en el sector de Sabana Perdida donde se basó la investigación y análisis de la información se pudo detectar que este sector tiene una pérdida de energía que ronda el 50.84%, se realizó entrevistas a 2 gerentes que tiene que ver con la reducción de perdida en Edeeste, estas son las conclusiones las cuales se han determinado y se deben tomar en cuenta.

Ejecutar el sistema de redes eléctricas antifraudes en el circuito SPER-C01 en el sector de sabana perdida debido a que este tipo de construcción se contempla elevar a postes de 35 y 40 pies las rede de baja tensión lo cual dificultaría el acceso de terceros a la redes de Edeeste y de esta forma quedarían disminuidas las perdida de energía, esta medidas es la más efectiva, la cual se ha implementado en otros proyectos y esta a su vez es la más costosa a corto plazo, pero con una taza de retorno favorable para la empresa.

La instalación de medición prepago o tele medidos a los clientes como también a los transformadores. De esta forma se constituye un avance en el paso para la reducción de perdida porque se evita los fraudes que a menudo hacen terceros, se reducen los costos como personal para la lectura o cortes y reconexión ya que de manera remota se puede detectar cuando un medidor es manipulado y los clientes pueden comprar la cantidad de energía que necesitan en su hogar.

Realizar un plan de captación y reuniones con líderes comunitarios, con esto se busca que la empresa Ede-Este tenga un contacto más cercano con la comunidad, que la comunidad se empoderes y tenga conocimiento del proyecto a ejecutar, cuales son los objetivos del proyecto, realizar un plan de captación en el sector de las Cañitas para saber cuánto potenciales clientes existen en el sector.

RECOMENDACIONES

Luego de finalizado el estudio se ha llegado a las siguientes recomendaciones:

- Implementar el sistema de redes eléctricas antifraudes en zona o circuitos donde sus niveles de perdida sean superior al 30%
- Realizar un levantamiento de suministro y usuario para determinar la cantidad de clientes y usuario que estén asociado en un circuito determinado
- Implementar medidores prepagos y telemedidos a los clientes y también a los transformadores instalados en la zona rehabilitada, para reducir los potenciales fraudes, tener un control total de la energía que se suministra en el circuito y reducir los costos fijos de lectura, como los lectores de medidores.
- Realizar reuniones con líderes comunitario para hacerlo parte de las decisiones que toman la empresa en su comunidad buscando así una integración y responsabilidad total en el proyecto

BIBLIOGRAFÍA

Advisto.com. (2012). *advisto.com*. Obtenido de es.advisto.com: http://es.advisto.com/subastas-anuncios-peru-9.htm

Alegsa, L. (31 de julio de 2015). *Alegsa*. Obtenido de Alegsa: http://www.alegsa.com.ar/Dic/circuito%20electrico.php

Asociacion Dominicana de la Industria electrica. (27 de Junio de 2014). *ADIE*. Recuperado el 6 de junio de 2017, de ADIE: http://www.adie.org.do/index.php/component/k2/item/46-las-perdidas-de-energia-y-su-impacto-en-el-deficit-electrico

Attali, Jacques. (2010). *REPUBLICA DOMINICANCA 2010-2020, informe de la comisión internacional para el Desarrollo estratégico de la República Dominicana.* Santo Domingo: Noviembre.

Banco Interamericano de Desarrollo. (2014). *Asociacion Dominicana de la industria Electrica.* Recuperado el 15 de junio de 2017, de Asociacion Dominicana de la industria Electrica: http://www.adie.org.do/documentos/presentaciones/Energ%C3%ADa-Perdida.pdf

CASTAÑO, S. R. (2004). *REDES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA* (Vol. TERCERA EDICION). MANIZALES: CENTRO DE PUBLICACIONES UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, SEDE MANIZALES.

compara tarifas energia . (s.f.). Recuperado el 11 de julio de 2017, de http://www.comparatarifasenergia.es/info-energia/mi-factura/electricidad/lectura-del-contador-de-electricidad

Corporacion Dominicana de Empresas Electricas y Estatales CDEEE. (Agoto de 016). *CDEEE.* Recuperado el 6 de junio de 2017, de CDEEE: http://cdeee.gob.do/cdeeesite/?wpfb_dl=180

Ecured. (2015). *Ecured*. Obtenido de Ecured: http://www.ecured.cu/index.php/Caracter%C3%ADsticas_Generales_de_las_Redes_de_Distribuci%C3%B3n

Edeeste. (2011). *Normas de Baja Tension.* Santo Domingo.

ege haina. (25 de agosto de 2010). Obtenido de ege haina: http://egehaina.com/las-perdidas-de-energia-y-su-impacto-en-el-deficit-electrico-2/

Empresa Distribuidora de Electricidad del Este. (s.f.). *edeeste.* Recuperado el 15 de junio de 2017, de edeeste: https://www.edeeste.com.do/edeestesite/index.php/historia/

Empresa Distribuidora de Electricidad del Este. (s.f.). *edeeste.* Recuperado el 15 de junio de 2017, de edeeste: https://www.edeeste.com.do/edeestesite/index.php/empresa/sobre-nosotros/filosofia-institucional/

Enel S.A. (2014). *Endesa Educa*. Obtenido de Endesa Educa: http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/iii.-los-circuitos-electricos

IES bajo Argon. (2014). *IES bajo Argon*. Obtenido de IES bajo Argon: http://www.iesbajoaragon.com/~tecnologia/elec/cir_elec.htm

IMEDEXSA. (s.f.). *IMEDEXSA*. Obtenido de IMEDEXSA: http://www.imedexsa.es/public/seccion02.asp?ids=2&idss=15

INSTITUTE FOR ENERGY FOR RESEARCH. (2 de SEPTIEMBRE de 2014). *INSTITUTE FOR ENERGY FOR RESEARCH.* Obtenido de INSTITUTE FOR ENERGY FOR RESEARCH: http://instituteforenergyresearch.org/electricity-distribution/#history

LINERO, Y. E. (2012). *repositorio.* Recuperado el 11 de junio de 2017, de repositorio: http://repositorio.cuc.edu.co/xmlui/bitstream/handle/11323/46/1140826625%20-%2072298776.pdf?sequence=1&isAllowed=y

LISTIN DIARIO. (12 de SEPTIEMBRE de 2014). *LISTIN DIARIA*. Obtenido de LISTIN DIARIO: http://www.listindiario.com/economia-and-negocios/2014/9/11/337290/La-historia-pendular-delsector-electrico-nacional

Portal de Circuitos. (25 de febrero de 2017). *portal de circuitos*. Obtenido de portal de circuitos: http://www.circuitos.gob.do/infCircuito.aspx

Portal de Circuitos. (25 de febrero de 2017). *Portal de Circuitos*. Obtenido de Portal de Circuitos: http://www.circuitos.gob.do/infCircuito.aspx

profesor de tecnoligia. (23 de abril de 2013). *profesor de tecnoligia*. Obtenido de profesor de tecnoligia: http://profesordetecnologia-dfgr41.blogspot.com/2011/07/conceptos-basicos-de-circuitos.html

Red de Distribucion de Energia Electrica. (s.f.). *Red de Distribucion de Energia Electrica.* Recuperado el 9 de julio de 2017, de Red de Distribucion de Energia Electrica: http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/10963/fichero/Archivos%252F01+Red+de+Distribucion+de+Energia+Electrica.pdf

SlideShare. (2013). *SlideShare*. Obtenido de SlideShare: http://es.slideshare.net/alejandroalonso777/distribucin-elctrica

Superintendencia de Electricidad. (Mayo de 2015). NORMAS DE DISEÑO Y CONSTRUCCION PARA REDES ELECTRICAS DE DISTRIBUCION. *NORMAS DE DISEÑO Y CONSTRUCCION PARA REDES ELECTRICAS DE DISTRIBUCION, TOMO I: REDES DE DISTRIBUCION AEREAS*. Santo Domingo, Distrino Nacional, Republica Dominicana.

superintendencia de electricidad. (2015). reglamento para la aplicacion de la ley general de electricidad. *publicacion anual de la sie*, 10.

ANEXOS

Anexo 1

Entrevista.

Entrevista realizada a los gerentes en Edeeste.

- Analizar cuál será las medidas a desarrollar con el análisis técnico de reducción de perdida energía eléctrica en el el Circuito SPER-C01 de sabana perdida, en Santo Domingo Norte. Pregunta 1

1. ¿Qué medida de reducción de perdida se puede plantear en el circuito SPER-C01?

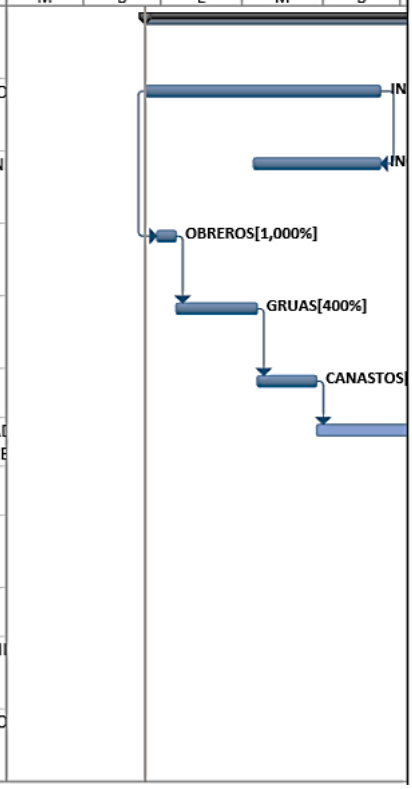
- Analizar la situación actual de la Empresa Distribuidora de Electricidad del este Edeeste. Pregunta 2

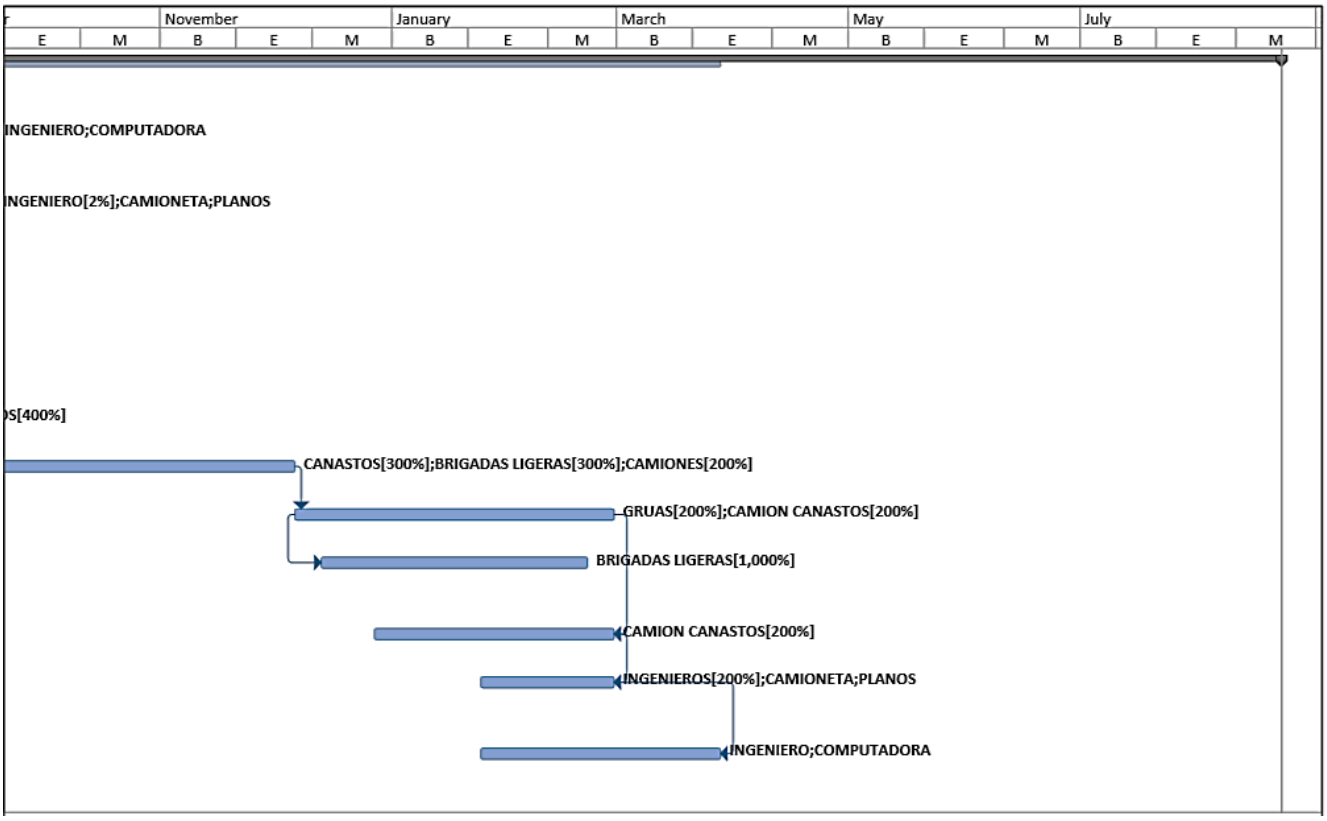
2. ¿Cuáles son las condiciones de las redes de distribución en edeeste?
3. Edeeste cuenta con una Gerencia de gestión y ejecución de Proyectos?
4. ¿Mediante cuales herramienta usted les da seguimiento a los proyectos?
5. ¿Cuáles consideras que son las fortalezas y debilidades de la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EDEESTE)?
6. ¿Conoce usted algunas de las herramientas descritas por el PMI para la administración y ejecución de los proyectos?

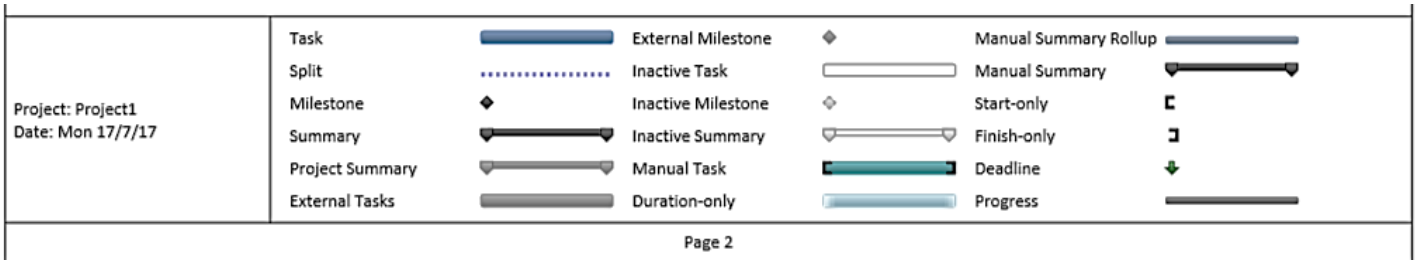
Anexo 2.

Cronograma de trabajo.

ID	Task Mode	Task Name	Duration	Start	Finish	Predecessors	Resource Names
1		**SISTEMA DE REDES EOECTRICAS ANTIFRAUDES**	**288 days**	**Mon 17/7/17**	**Wed 22/8/18**		
2		DISEÑO	45 days	Mon 17/7/17	Fri 15/9/17		INGENIERO;COMPUTADO
3		REPLANTEO	25 days	Mon 14/8/17	Fri 15/9/17	2FF	INGENIERO[2%];CAMION
4		EXCAVACIONES	3 days	Thu 20/7/17	Mon 24/7/17	2SS+3 days	OBREROS[1,000%]
5		IZAJES DE POSTES	15 days	Tue 25/7/17	Mon 14/8/17	4	GRUAS[400%]
6		ARMADO DE ESTRUCTURAS	11.25 days	Tue 15/8/17	Wed 30/8/17	5	CANASTOS[400%]
7		TENDIDO DE CONDUCTOR	70 days	Wed 30/8/17	Wed 6/12/17	6	CANASTOS[300%];BRIGAD LIGERAS[300%];CAMIONE
8		INSTALACION DE TRANSFORMADORES	60 days	Wed 6/12/17	Wed 28/2/18	7	GRUAS[200%];CAMION CANASTOS[200%]
9		TENDIDO DE ACOMETIDAS AEREAS Y MEDIDORES	50 days	Wed 13/12/17	Wed 21/2/18	8SS+5 days	BRIGADAS LIGERAS[1,000%]
10		INSTALACION DE LUMINARIAS	45 days	Wed 27/12/17	Wed 28/2/18	8FF	CAMION CANASTOS[200%]
11		HASBUILT	25 days	Wed 24/1/18	Wed 28/2/18	10FF	INGENIEROS[200%];CAMI
12		CIERRE	45 days	Wed 24/1/18	Wed 28/3/18	11FF+20 da	INGENIERO;COMPUTADO




November
January
March
May
July
E M B E M B E M B E M B E M B E M
INGENIERO;COMPUTADORA
INGENIERO[2%];CAMIONETA;PLANOS
S[400%]
CANASTOS[300%];BRIGADAS LIGERAS[300%];CAMIONES[200%]
GRUAS[200%];CAMION CANASTOS[200%]
BRIGADAS LIGERAS[1,000%]
CAMION CANASTOS[200%]
INGENIEROS[200%];CAMIONETA;PLANOS
INGENIERO;COMPUTADORA


Project: Project1
Date: Mon 17/7/17
Task
Split
Milestone
Summary
Project Summary
External Tasks
External Milestone
Inactive Task
Inactive Milestone
Inactive Summary
Manual Task
Duration-only
Manual Summary Rollup
Manual Summary
Start-only
Finish-only
Deadline
Progress
Page 2